



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél. 02/289.76.11
Fax 02/289.76.09

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

ETUDE

(F)100708-CDC-977

relative à

'la facturation des tarifs d'injection pour les producteurs décentralisés en cas de tarifs reflétant les coûts de raccordement et de tarification de l'utilisation du réseau'

réalisée en application de l'article 23, § 2, 2° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

8 juillet 2010

TABLE DES MATIERES

GLOSSAIRE	3
INTRODUCTION	5
I. ANALYSE JURIDIQUE	7
I.1 Possibilité d'une exonération régionale sur les tarifs d'injection.....	7
I.1.1. L'alignement des compétences en matière d'énergie : tarifs contre nouvelles sources d'énergie	7
I.1.2. Compétences implicites.....	10
I.1.3. Exonération régionale des coûts de raccordement	11
II. TARIFS DE RACCORDEMENT	14
II.1. Situation actuelle.....	14
II.2. Proposition	15
III. TARIFS UTILISATION DU RESEAU.....	18
III.1. Situation actuelle	18
III.2. Proposition	20
IV. CONCLUSION.....	24
V. ANNEXES	27
ANNEXE 1	27
Réunion GRD et régulateurs régionaux 28 avril 2010	27
ANNEXE 2	45
Réunion GRD et régulateurs régionaux 26 mai 2010	45
ANNEXE 3.....	56
Réunion GRD et régulateurs régionaux 22 juin 2010	56
ANNEXE 4.....	67
Besluit van de Vlaamse Regering van 5 maart 2004 inzake de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen.....	67
ANNEXE 5.....	68
Decreet van 25 mei 2007 houdende diverse bepalingen inzake leefmilieu, energie en openbare werken	68

GLOSSAIRE

Directive 2003/54/CE : Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la Directive 96/92/CE.

Directive 2009/72/CE : Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la Directive 2003/54/CE.

Loi électricité : Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

Arrêté royal du 2 septembre 2008 : Arrêté royal du 2 septembre 2008 relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité.

Arrêté royal du 14 mai 1985 : Arrêté royal du 14 mai 1985 concernant l'application aux institutions de prévoyance de la loi du 9 juillet 1975 relative au contrôle des entreprises d'assurances.

Arrêté du Gouvernement flamand du 5 mars 2004 : Arrêté du Gouvernement flamand du 5 mars 2004 favorisant la production d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables, modifié par l'Arrêté du Gouvernement flamand du 20 avril 2007.

Décret du 25 mai 2007 : Décret des autorités flamandes du 25 mai 2007 portant diverses dispositions en matière d'environnement, d'énergie et de travaux publics.

L.S.R.I. : Loi spéciale de réformes institutionnelles du 8 août 1980.

Décret électricité flamand : Décret flamand du 17 juillet 2000 relatif à l'organisation du marché de l'électricité.

Décret gaz naturel flamand : Décret flamand du 6 juillet 2001 relatif à l'organisation du marché du gaz naturel.

Décret électricité wallon : Décret wallon du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.

Ordonnance électricité de la Région de Bruxelles-Capitale : Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité dans la région de Bruxelles-Capitale.

Cogénération : production simultanée de chaleur (vapeur, eau chaude, ...) et d'électricité dans une seule installation.

Cogénération de qualité : réalise une économie d'énergie de minimum 10 % par rapport à une production individuelle d'électricité (en centrales) et de chaleur (en chaudières conventionnelles).¹

GRD : gestionnaire du réseau de distribution.

OSP : obligation de service public.



¹ La définition de cogénération de qualité mentionnée est uniquement applicable aux installations égales ou supérieures à 1 MWe. Pour les installations inférieures à 1 MWe, une installation de cogénération est de qualité lorsqu'elle réalise une économie supérieure à zéro par rapport à la référence production séparée de chaleur et électricité. Selon la Directive européenne 2004/8/CE, cette définition s'applique telle que mise en œuvre par les différentes régions.

INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) a transmis au Ministre de l'Energie le 2 avril 2010 une étude intérimaire relative à l'éventuelle suppression ou exonération des tarifs d'injection pour les installations de production sur base d'énergies renouvelables et pour la cogénération de qualité². A la demande³ du Ministre, cette étude a examiné si et de quelle manière une exonération ou une éventuelle suppression des tarifs d'injection pouvait être réalisée pour la facturation au niveau du réseau de distribution.

Sur la base d'une analyse juridique et d'une analyse de l'application pratique des tarifs d'injection, la CREG a conclu qu'une suppression des tarifs d'injection n'était pas une mesure défendable, mais que cependant, un certain nombre de points critiques doivent être étudiés plus en détail dans un groupe de travail à créer spécialement à cette fin.

Le groupe de travail Tarifs d'injection – composé de représentants des GRD et des régulateurs régionaux – s'est penché ces derniers mois sur les points de discussion suivants:

- contribution aux coûts de raccordement par le producteur décentralisé (stimulant à la localisation)
- seuil technique de 5 MW : explication des termes « intérêt » et « coûts supplémentaires considérables »
- rôle de la facturation des prélèvements (par ex. : pensions complémentaires non capitalisées).

La présente étude se compose de quatre parties. La première partie examine, sur la base d'une analyse juridique, si les régions ont la possibilité d'introduire une exonération des tarifs d'injection. La deuxième et la troisième partie étudient la réflectivité des coûts des tarifs de raccordement et de la tarification pour l'utilisation du réseau, en se basant sur les réunions de concertation du groupe de travail Tarifs d'injection. A ce propos, la situation actuelle est

² CREG, Etude (F)100401-CDC-959 du 1^{er} avril 2010 relative à l'éventuelle suppression ou exonération des tarifs d'injection pour les installations de production sur la base de l'énergie renouvelable et de la cogénération de qualité.

³ La CREG renvoie à ce propos à la demande d'avis du ministre de l'Energie du 17 novembre 2009.

tout d'abord décrite et une proposition d'adaptation est ensuite formulée. La quatrième partie comporte la conclusion.

La présente étude a été établie notamment sur la base des réunions de concertation qui se sont tenues au sein du groupe de travail Tarifs d'injection. Les comptes rendus de ces réunions figurent aux annexes 1, 2 et 3.

Cette étude a été approuvée par le Comité de Direction de la CREG lors de sa réunion du 8 juillet 2010.

I. ANALYSE JURIDIQUE

I.1 Possibilité d'une exonération régionale sur les tarifs d'injection

1. Le 17 mars 2010, le Parlement flamand a adopté une résolution relative aux tarifs d'injection facturés pour les sources d'énergie renouvelables et la cogénération de qualité. Il demande notamment au gouvernement « *d'étudier dans quelle mesure l'application de tarifs d'injection pour la production durable d'électricité peut être exclue par réglementation flamande – par exemple sous la forme d'une obligation de service public aux gestionnaires du réseau de distribution* ». La Région flamande octroierait donc une exonération des tarifs d'injection au titre d'OSP écologique, répercutant les coûts concernés sur les autres utilisateurs du réseau, à savoir les clients consommateurs d'énergie.

2. Cette piste de réflexion est loin d'être théorique. Le mécanisme d'exonération tarifaire (totale ou partielle) a déjà été appliqué à plusieurs reprises par les Régions, notamment en matière de coûts de raccordement. La base sur laquelle une autorité régionale pourrait décider de créer une exonération totale ou partielle des tarifs d'injection est tout d'abord examinée. Ensuite, les exonérations existantes sont parcourues une par une, afin de repérer les particularités et leur fondement juridique.

I.1.1. L'alignement des compétences en matière d'énergie : tarifs contre nouvelles sources d'énergie

3. La politique énergétique est organisée comme une *compétence exclusive partagée*, par laquelle certains aspects de la politique ont été attribués soit à l'autorité fédérale, soit aux autorités régionales :⁴

« Une quatrième technique a été utilisée pour la politique de l'énergie ainsi que pour la politique de l'environnement et de l'eau. Elle consiste à établir deux listes de compétences – celles de l'autorité fédérale et celles des régions – placées en fait sur le même pied. »

⁴ M. UYTENDAELE, *Précis de droit constitutionnel belge*, 2001, p. 807.

4. Le caractère exclusif de la répartition des compétences implique que l'autorité compétente agisse en principe seule, à l'exclusion des autres autorités :

« Concernant la technique des compétences exclusives partagées, certains aspects d'une matière sont exclusivement attribués à une certaine autorité et d'autres aspects d'une même matière sont exclusivement réservés à une autre autorité. »⁵

« Le principe d'exclusivité implique que lorsqu'une autorité est compétente, elle est seule compétence, à l'exclusion des autres. Les compétences sont réparties de manière cohérente : aucune compétence n'est attribuée en même temps à deux autorités. [...] Le principe d'exclusivité implique que l'autorité compétente exerce également uniquement sa compétence, sans intervention des autres, sauf lorsque la loi spéciale le prévoit par concertation, avis, implication, etc. »⁶

5. Le principe de proportionnalité sert de mécanisme de correction :⁷

« En cas de compétences partagées et parallèles, une telle subordination ne se fait pas, mais on procède à une coordination de normes. Néanmoins, il est possible que la politique d'une autorité aille à l'encontre de la politique d'une autre autorité, bien que les deux autorités ne franchissent pas les limites de leurs compétences. Dans ce cas, la Section de Législation du Conseil d'Etat et la Cour constitutionnelle appliquent le principe de proportionnalité, qui devient ainsi un critère de compétence: Aucune autorité ne peut, lorsqu'elle mène la politique qui lui a été confiée, prendre des mesures si extrêmes qu'une autre autorité rencontre des difficultés extrêmes pour mener efficacement la politique qui lui a été confiée. »

6. Concrètement, les différents aspects de la politique énergétique sont répartis par l'article 6, § 1^{er}, VII de la L.S.R.I. :

*« § 1^{er}. Les matières visées à l'article 107quater de la Constitution sont :
[...] VII. En ce qui concerne la politique énergétique :
Les aspects **régionaux** de l'énergie et, en tout cas :
La distribution et le transport local de l'électricité au moyen de réseaux dont la tension nominale est inférieure ou égale à 70 000 volts ;
b) La distribution publique de gaz ;
c) L'utilisation du grisou et du gaz de hauts-fourneaux ;
d) Les réseaux de distribution de chaleur à distance ;
e) La valorisation des terrils ;
f) Les sources nouvelles d'énergie, à l'exception de celles liées à l'énergie nucléaire ;
g) La récupération d'énergie par les industries et autres utilisateurs ;
h) L'utilisation rationnelle de l'énergie.
Toutefois, l'autorité **fédérale** est compétente pour les matières dont l'indivisibilité technique et économique requiert une mise en œuvre homogène sur le plan national, à savoir :
a) Le plan d'équipement national du secteur de l'électricité ;*

⁵ A. ALEN et K. MUYLLE, *Compendium van het Belgisch Staatsrecht*, Deel 1b, 2003, p. 349

⁶ J. VELAERS, *De Grondwet en de Raad van State*, 1999, p. 274-275.

⁷ A. ALEN et K. MUYLLE, *Compendium van het Belgisch Staatsrecht*, Deel 1b, 2003, p. 352

- b) *Le cycle du combustible nucléaire ;*
- c) *Les grandes infrastructures de stockage ; le transport et la production de l'énergie ;*
- d) **Les tarifs. »**

L'autorité fédérale est exclusivement compétente pour la fixation des tarifs et les régions sont exclusivement compétentes pour les nouvelles sources d'énergie renouvelables, dont la cogénération et l'énergie renouvelable. Cela a pour conséquence que les régions ne peuvent intervenir directement dans les tarifs, pas même pour stimuler l'énergie renouvelable :⁸

7. La délimitation concrète entre les sphères de compétence des différents législateurs est évaluée en fonction du principe de proportionnalité. Autrement dit, lors de l'exercice de ses compétences, une autorité ne doit pas rendre *impossible ou exagérément difficile* l'exercice des compétences des autres autorités. La Cour constitutionnelle a appliqué ce contrôle de proportionnalité dans de nombreux arrêts.⁹ La formulation classique, telle que reprise notamment dans l'arrêt 172/2006 du 22 novembre 2006, est la suivante :

« B.6.2. Compte tenu de la nécessaire imbrication des compétences fédérales et communautaires, les différents législateurs veilleront à ne pas rendre impossible ou exagérément difficile l'exercice des compétences attribuées aux autres autorités normatives. Le cas échéant, pour éviter tout excès de compétence, ils n'auront d'autre choix que de collaborer. »

8. Si nous appliquons ces principes aux tarifs d'injection, il apparaît assez clairement qu'ils constituent un exercice de compétence proportionnel et qu'ils ne compliquent pas exagérément la politique régionale. Tout autre jugement impliquerait que le fondement de la compétence tarifaire fédérale serait vidé de son sens. En effet, le but des tarifs d'injection n'est pas de « pénaliser » la production décentralisée, mais uniquement d'octroyer les coûts y afférents, conformément au principe de réflexivité des coûts.

⁸ L. DERIDDER, *Handboek gas- en elektriciteitsliberalisering*, 2003, p. 146.

⁹ Elle jouit dès lors du statut de jurisprudence ferme : voir entre autres arrêt n° 54 du 24 mai 1988 ; n° 2/89 du 2 février 1989 ; n° 14/91 du 28 mai 1991 ; n° 23/92 et 24/92 du 2 avril 1992 ; n° 55/92 du 9 juillet 1992 ; n° 7/93 du 27 janvier 1993 ; n° 4/95 du 2 février 1995 ; n° 57/95 et 58/95 du 12 juillet 1995 ; n° 42/97 du 14 juillet 1997 ; n° 43/97 du 25 novembre 1997 ; n° 102/99 du 30 septembre 1999 ; n° 76/2000 du 21 juin 2000 ; n° 14/2001 du 14 février 2001 ; n° 88/2004 du 19 mai 2004 ; n° 195/2004 du 1^{er} décembre 2004 ; n° 109/2006 du 28 juin 2006 et n° 172/2006 du 22 novembre 2006.

9. Inversement, une exonération régionale qui serait créée pour stimuler la production d'énergie renouvelable a indéniablement un impact important et probablement disproportionné sur la politique tarifaire fédérale. Une telle décision n'aurait en fait pas d'autre but que d'annuler les conséquences d'une décision fédérale.

I.1.2. Compétences implicites

10. Il convient en outre de tenir compte des compétences implicites figurant à l'article 10 de la L.S.R.I., qui autorise les Régions à agir sur le terrain de l'autorité fédérale :

« Les décrets peuvent porter des dispositions de droit relatives à des matières pour lesquelles les Parlements ne sont pas compétents, dans la mesure où ces dispositions sont nécessaires à l'exercice de leur compétence. »

En d'autres termes, dans cette hypothèse, le législateur décréte reconnaît qu'il agit en dehors de sa sphère de compétence, mais il le justifierait en présentant cette intervention comme nécessaire. Cette dernière condition n'est toutefois pas satisfaite. Outre la nécessité dont il est question dans la loi spéciale, la Cour constitutionnelle exige que deux autres conditions supplémentaires soient remplies avant de considérer un exercice de compétence implicite comme justifié : la matière fédérale doit se prêter à un règlement différencié et les répercussions sur la matière fédérale peuvent seulement être marginales : pas de préjudice aux principes fondamentaux de la matière¹⁰.

11. Une éventuelle exonération par décret des tarifs d'injection ne semble pas satisfaire à ces exigences. Il est encore possible de défendre le fait que la matière autorise un règlement différencié entre les différentes régions, mais tant la nécessité que l'impact marginal semblent totalement absents. En ce qui concerne ce dernier point, il suffit de renvoyer à l'exposé ci-dessus sur la proportionnalité. Par rapport à la nécessité, il convient de garder à l'esprit que des exonérations ne constituent pas la seule technique permettant d'adoucir l'impact « indésirable » des tarifs d'injection. Des mesures extratarifaires telles qu'un fonds sont parfaitement envisageables et sont d'ailleurs utilisés pour d'autres OSP¹¹.

¹⁰ Voir entre autres l'arrêt n° 87/2006 du 24 mai 2006

¹¹ Article 20 du décret électricité flamand (remplacé par l'article 41 du décret du 30 juin 2006), ainsi que l'article 51*bis* et 51*ter* du décret électricité wallon et l'article 26, § 7, de l'ordonnance électricité de la Région de Bruxelles-Capitale.

Un recours à l'article 10 de la L.S.R.I. a dès lors peu de chance de réussite s'il est contesté par le juge.

I.1.3. Exonération régionale des coûts de raccordement

12. Par le biais de l'article 19 de l'Arrêté du Gouvernement flamand du 5 mars 2004 (voir annexe 4), la Région flamande limite les coûts de raccordement pour les unités de production d'énergie renouvelable. Ces producteurs doivent uniquement payer le coût du raccordement à un point de leur choix du réseau existant. Ils ne supportent donc pas les coûts de la charge supplémentaire sur ce réseau jusqu'au « point de raccordement le plus indiqué ».

13. L'article 25quinquies¹² du décret électricité (voir annexe 5) et l'article 22bis¹³ du décret gaz naturel contiennent un mécanisme équivalent permettant de limiter le coût de raccordement de la cogénération de qualité sur le réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel. La pose de conduites sur les mille premiers mètres du domaine public est à la charge du GRD.

14. Par ces mesures, la Région flamande intervient directement sur le terrain du fédéral, qui est uniquement compétent pour les tarifs en vertu de l'article 6, § 1^{er}, VII, de la L.S.R.I.

Le fait que le fédéral soit uniquement compétent pour les tarifs est aussi interprété en ce sens dans la jurisprudence :¹⁴

« La prise de mesures tarifaires directes en matière d'énergie est à mon avis interdite pour les régions, conformément à la L.S.R.I. Néanmoins, les Régions peuvent exercer indirectement une influence sur les mesures tarifaires. Cela est notamment possible grâce au règlement régional en matière de fournitures minimum. »

15. A défaut de compétence directe, la seule justification possible figure à l'article 10 de la L.S.R.I., qui autorise les Régions à agir sur le terrain de l'autorité fédérale par le biais des compétences implicites.

¹² Introduit par l'art. 25 du décret du 25 mai 2007 (M.B., 19 juin 2007).

¹³ Introduit par l'art. 26 du décret du 25 mai 2007 (M.B., 19 juin 2007).

¹⁴ L. DERIDDER, *Handboek gas- en elektriciteitsliberalisering*, 2003, p. 146.

16. C'est uniquement possible si le dépassement de compétence est *nécessaire*. En outre, la Cour constitutionnelle exige que deux autres conditions supplémentaires soient remplies avant de considérer un exercice de compétence implicite comme justifié : la matière fédérale doit se prêter à un *règlement différencié* et les répercussions sur la matière fédérale peuvent seulement être *marginales*. Cela signifie qu'elle ne peut pas porter préjudice aux principes fondamentaux de la matière¹⁵.

17. Les exonérations forfaitaires décrites ci-dessus ne semblent pas satisfaire à cette triple exigence. Il est encore possible de défendre le fait que la matière autorise un règlement différencié entre les différentes régions, mais tant la nécessité que l'impact marginal semblent totalement absents.

18. En ce qui concerne la nécessité, il convient de garder à l'esprit que des exonérations ne constituent pas la seule technique permettant d'adoucir l'impact « indésirable » des tarifs de raccordement. La limitation du coût de raccordement est indéniablement *utile* pour l'exercice de compétence régionale (la stimulation de l'énergie renouvelable et la cogénération de qualité), mais elle n'en est pas pour autant *nécessaire*. Des mesures extratarifaires (telles qu'un fonds) sont parfaitement envisageables et sont d'ailleurs utilisées pour d'autres OSP.

19. Pour le reste, il convient de constater que l'exonération possède indéniablement un impact significatif sur la politique tarifaire fédérale, qui vise à allouer les différents coûts de façon transparente par le biais des tarifs. L'exonération, qui est en plus forfaitaire et non pas exprimée en pour cent, perturbe totalement ce signal de coûts. Un tel instrument court-circuite totalement la politique tarifaire fédérale. Son impact peut donc être qualifié de tout sauf marginal.

20. D'un point de vue juridique, des questions importantes peuvent se poser quant à la compatibilité des exonérations avec le partage des compétences. Après examen de la problématique des compétences, la Section de Législation du Conseil d'Etat est malgré tout arrivée à la conclusion qu'il n'y avait aucun obstacle au recours aux compétences implicites :¹⁶

¹⁵ Voir entre autres l'arrêt n° 87/2006 du 24 mai 2006.

¹⁶ Projet de décret flamand portant des dispositions diverses concernant l'environnement, l'énergie et les travaux publics, *Parl.St.* VI. Parl., 2006-2007, n° 1164/1, p. 81-82. N.B. : pour l'arrêté du 5 mars 2004, l'avis (urgent) du Conseil d'Etat (n° 36.380/1 du 29 janvier 2004) n'a pas été publié, de sorte qu'on ne sait pas clairement si le Conseil avait des remarques sur un éventuel excès de compétences.

« 9.1. Selon l'exposé des motifs, les dispositions rédigées visent la stimulation des investissements dans la cogénération de qualité en limitant les coûts pour la pose de conduites devant amener l'énergie nécessaire jusqu'aux installations de production concernées. C'est pourquoi il est prévu la prise en charge par le gestionnaire de réseau, au titre d'obligation de service public, des coûts pour la pose de conduites pour les mille premiers mètres qui doivent être franchis entre le réseau et l'installation de production pour la cogénération de qualité.

9.2. En vertu de l'article 6, § 1, VII de la loi spéciale du 8 août 1980 de réformes institutionnelles, les régions sont compétentes pour les aspects régionaux de l'énergie, mais l'autorité fédérale reste compétente pour les matières dont l'indivisibilité technique et économique requiert une mise en œuvre homogène sur le plan national, notamment les tarifs (article 6, § 1, VII, deuxième alinéa, d), de ladite loi).

L'imputation à la charge du gestionnaire de réseau d'une partie des coûts de raccordement au réseau de distribution est un élément de la régulation tarifaire pour lequel l'autorité fédérale est compétente.

Le législateur décretaal est uniquement compétent pour ce domaine s'il peut à cet effet se prévaloir des compétences implicites de la Région flamande telles que visées à l'article 10 de la loi spéciale du 8 août 1980. En vertu dudit article 10, les décrets peuvent porter des dispositions de droit relatives à des matières pour lesquelles les Parlements ne sont pas compétents, dans la mesure où ces dispositions sont nécessaires à l'exercice de leur compétence. Pour ce faire, il est requis que le règlement puisse être jugé nécessaire à l'exercice d'une propre compétence, que la matière se prête à un règlement différencié et que les répercussions des dispositions concernées sur la compétence fédérale soient marginales.

Il apparaît au Conseil d'Etat que cette justification peut passer le test de l'article 10 de la loi spéciale et des critères connexes développés dans la jurisprudence de la Cour d'Arbitrage. »

Reste à savoir si cette position résisterait à une procédure contradictoire.

II. TARIFS DE RACCORDEMENT

21. La facturation des coûts (tarifs) par les GRD aux producteurs décentralisés se compose de deux grands blocs : d'une part, les tarifs de raccordement (= coûts occasionnés en vue de permettre le raccordement au réseau de distribution) et, d'autre part, les tarifs qui sont liés à l'utilisation en tant que telle du réseau de distribution.

Ce chapitre examine la facturation des tarifs de raccordement en dressant un aperçu de la situation actuelle et en proposant des adaptations.

22. Le cadre tarifaire belge a été développé sur la base de la réglementation européenne¹⁷ tenant compte des principes tarifaires : non-discrimination, transparence et réfectivité des coûts. Cette réfectivité des coûts prévoit entre autres que les coûts sous-jacents sont à la base des tarifs facturés.

II.1. Situation actuelle

23. Sur la base des propositions tarifaires transmises à la CREG par les GRD, la CREG approuve les budgets de ces GRD et, ce faisant, les tarifs (y compris les tarifs de raccordement). Il ressort de l'analyse juridique citée aux numéros 1 à 20 inclus que des exonérations sont appliquées en Flandre aux producteurs décentralisés, qui souhaitent voir réaliser un raccordement de production décentralisée sur le réseau de distribution. En raison de ces exonérations, les GRD ne peuvent pas répercuter une partie de leurs coûts réels aux parties responsables (= producteurs décentralisés) ; les coûts sont, de ce fait, socialisés. En ce qui concerne les coûts, ce sont des amortissements et des coûts de financement. Ces coûts résultent de ceux de raccordement pour la production décentralisée et sont socialisés, en pratique, sur les tarifs facturés au prélèvement.

24. Le principe tarifaire de la réfectivité des coûts n'est pas honoré au niveau des tarifs facturés par les GRD flamands et ce en raison d'une réglementation régionale spécifique. La résultante de l'absence de réfectivité des coûts en Flandre consiste en une socialisation des coûts de raccordement sur les tarifs de prélèvement. Cette socialisation se fait via le

¹⁷ Directives européennes 2003/54/CE et 2009/72/CE.

tarif de base pour l'utilisation du réseau. Le chapitre suivant aborde en détails le tarif de base pour l'utilisation du réseau.

25. La réglementation flamande en matière de frais de raccordement à payer est contenue dans l'Arrêté du Gouvernement flamand du 5 mars 2004. L'article 19 de cet arrêté précise que le demandeur du raccordement de l'installation de production décentralisée à partir d'énergie renouvelable doit payer les coûts de raccordement jusqu'au point le plus proche sur le réseau existant. De cette manière, le GRD accorde une réduction forfaitaire au producteur décentralisé, étant donné que le GRD supporte tous les coûts restants.

26. Pour le raccordement d'installations de cogénération de qualité, les articles 25 et 26 du Décret du 25 mai 2007 stipulent que le GRD paie les coûts de raccordement pour les mille premiers mètres sur le domaine public. Cette réglementation ne s'applique que lorsque la puissance de raccordement de l'installation de cogénération est inférieure à 5 MW¹⁸. Tous les coûts restants sont supportés par le demandeur du raccordement.

27. Le principe tarifaire de la réfectivité complète des coûts figure, contrairement à la Flandre, dans la réglementation wallonne et bruxelloise¹⁹.

28. La réglementation en Wallonie et à Bruxelles stipule en effet que le demandeur du raccordement de l'installation de production décentralisée doit supporter tous les coûts de raccordement. Ceci crée un important *stimulant* en faveur de l'implantation de l'installation de production décentralisée sur un site aussi propice que possible tant pour le producteur décentralisé que pour le GRD, à savoir à proximité d'un réseau de capacité suffisante.

II.2. Proposition

29. La CREG veille aux principes tarifaires de la réfectivité des coûts, de la transparence et de la non-discrimination. Il ressort des réunions de concertation organisées dans le cadre du groupe de travail Tarifs d'injection que toutes les parties, tant les GRD que les régulateurs régionaux, peuvent se retrouver dans une réfectivité des coûts imposée.

¹⁸ L'article 26 du décret du 25 mai 2007 traite du raccordement des installations de production d'électricité issue de cogénération de qualité au réseau de distribution de gaz naturel. La limite de 2.500 m³/heure s'applique à celui-ci.

¹⁹ Source : Règlement technique CWaPE et règlement technique Brugel.

30. Comme mentionné plus haut, les tarifs de raccordement doivent refléter les coûts, ce qui permet d'éviter une socialisation des coûts sous-jacents. Etant donné que le producteur décentralisé ne doit payer, en cas d'énergie renouvelable, que les coûts de raccordement jusqu'au point le plus proche sur le réseau existant, le producteur décentralisé en Flandre n'est pas incité à s'établir à proximité du point de raccordement le plus indiqué, à savoir un point situé à proximité d'un réseau existant de capacité suffisante.

En cas de participation plus importante dans les coûts de raccordement par le producteur décentralisé, celui-ci est stimulé afin de s'implanter sur un site optimal et cela fonctionne alors comme un stimulant de localisation intégré. Si le producteur décentralisé paie tous les coûts de raccordement qu'il occasionne, il y aura une réactivité des coûts complète des tarifs de raccordement. Si des tarifs de raccordement représentatifs des coûts sont introduits pour tous les raccordements, la limite tarifaire de 5 MW n'est plus pertinente. Il est proposé d'examiner le montant des coûts de raccordement totaux et les coûts sur le réseau suite à un nouveau raccordement.

31. Une réduction (application éventuelle de coefficients de réduction²⁰) peut être accordée au producteur décentralisé sur le coût de raccordement total si la raison à la base de la réduction est objectivable²¹ et s'il est conforme au cadre juridique en vigueur. Une réduction exprimée en pourcents valable comme stimulant à la localisation, et ce sur la base de paramètres à fixer, est prioritaire par rapport à l'application de réductions forfaitaires. Ces paramètres peuvent être liés à la distance. A titre d'exemple, il y a moyen de coupler aux distances suivantes un certain pourcentage de réduction sur les coûts de raccordement totaux.

0 - 0,5 km	50%
0,5 km - 1 km	40%
1 km - 2 km	30%
2 km - 3 km	20%
3 km - 4 km	10%
> 4 km	0%

Les distances indiquent en l'espèce la distance entre l'installation de production décentralisée (à partir d'énergie renouvelable ou de cogénération de qualité) et le point de

²⁰ Le coefficient de réduction en Wallonie et à Bruxelles s'élève à 0 %.

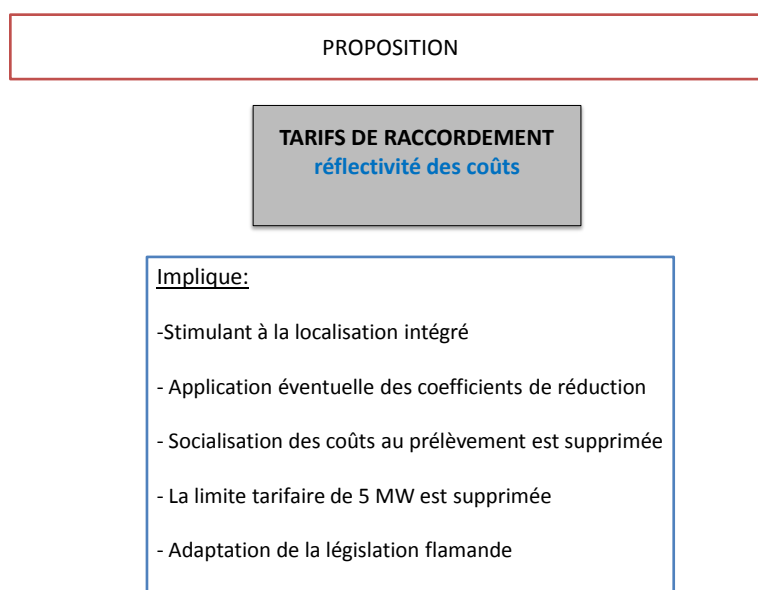
²¹ Ce type de réduction peut également tenir compte des coûts évités pour le GRD, en raison de l'intégration de producteurs décentralisés sur le réseau de distribution.

raccordement sur le réseau de distribution présentant une capacité suffisante. Le pourcentage de réduction y afférent sur le coût de raccordement total est attribué par le GRD au producteur décentralisé.

32. Dans le cadre des tarifs de raccordement reflétant les coûts, une adaptation de la réglementation flamande s'impose. L'article 19 de l'Arrêté du 5 mars 2004 doit être supprimé à cet effet. Cet arrêté se base sur une exonération d'une partie des coûts de raccordement. Les articles 25 et 26 du Décret du 25 mai 2007 doivent également être supprimés. Il y a réfectivité des coûts des tarifs de raccordement en Wallonie et à Bruxelles. La CREG plaide en faveur de la possibilité d'y parvenir en Flandre également. La suppression des articles précités est, de ce fait, requise.

33. Il convient encore de mentionner que si le cadre présenté en l'espèce est mis en œuvre dans la pratique, il ne peut entrer en vigueur qu'à compter de la période régulatoire suivante. Pour les tarifs de réseau de distribution, il s'agit de la période 2013-2016. A titre de conclusion, on peut trouver un aperçu des différents aspects de la proposition dans la figure ci-dessous.

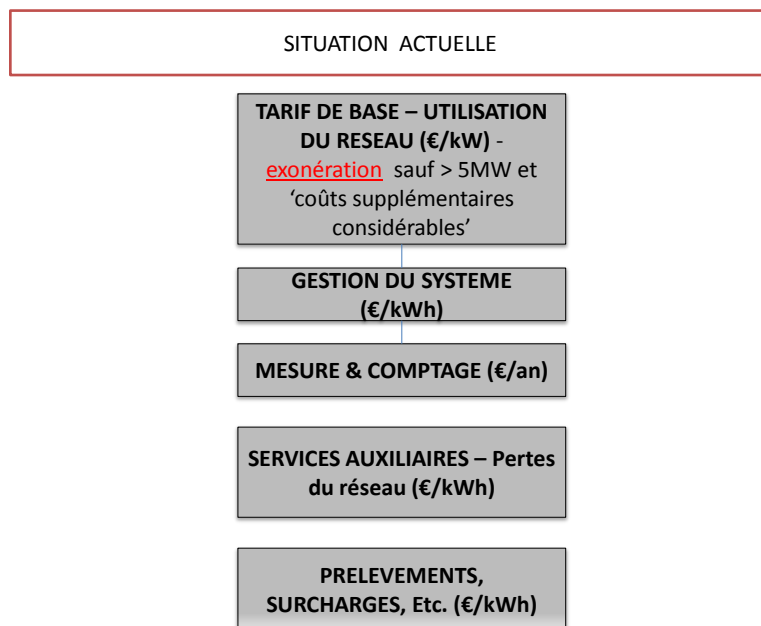
Figure 1: Proposition de facturation des tarifs de raccordement



III. TARIFS UTILISATION DU RESEAU

III.1. Situation actuelle

Figure 2 : Situation actuelle de la facturation des tarifs d'injection



34. La figure ci-dessus donne un aperçu de la situation actuelle en matière de facturation des composantes tarifaires dès que le raccordement est réalisé et que le réseau est utilisé²². Il s'agit des composantes tarifaires à prendre en considération pour la facturation de tarifs d'injection conformément à l'Arrêté royal du 2 septembre 2008 (article 9 à 14 inclus).

En vertu de l'article 11, § 1^{er}, 1^{er} alinéa, le « tarif de base d'utilisation du réseau » (€/kW) est uniquement facturé si la puissance de raccordement de la production décentralisée (à base d'énergie renouvelable ou par la cogénération de qualité) est supérieure à 5 MW et si l'importance de ce type d'unités engendre d'importants frais supplémentaires.

²² Dès que le raccordement est réalisé, le producteur décentralisé peut utiliser le réseau. La situation actuelle « tarification utilisation du réseau » doit être vue dans le contexte large de l'utilisation réelle du réseau. Le contexte de cet avis ne doit pas être réduit purement à la composante tarifaire « utilisation du réseau ».

Dans tous les autres cas, une exonération de la facturation de cette composante tarifaire s'applique. Puisque les GRD ne prévoient pas, pour la période régulatoire 2009 – 2012, de raccordement d'installations de production (à base d'énergie renouvelable ou par la cogénération de qualité) supérieure à 5 MW qui génèreraient d'importants frais supplémentaires, les GRD ne facturent pas de coûts par le biais du « tarif de base d'utilisation du réseau ». En réalité, cette composante tarifaire fait donc l'objet d'une exonération.²³

35. Les autres composantes tarifaires pouvant être facturées dans les tarifs d'injection sont les suivantes: « gestion du système » (€/kwh), « mesure et comptage » (€/an), « services auxiliaires - pertes de réseau » (€/kWh) et « prélèvements, surcharges etc. » (€/kWh).

36. Le 19 novembre 2009, la CREG a reçu une lettre du Ministre du Climat et de l'Energie, dans laquelle le Ministre demande de formuler un avis relatif aux tarifs d'injection appliqués depuis 2009 par les GRD. Le Ministre y formule une demande²⁴ d'avis à la CREG concernant l'opportunité de suppression ou d'exonération des tarifs d'injection pour les installations d'énergie renouvelable et de cogénération de qualité.

37. Les tarifs tels qu'approuvés par la CREG ne peuvent plus être modifiés pendant la période régulatoire 2009 – 2012 en vigueur, sauf circonstances exceptionnelles, conformément à l'article 12octies, § 10, de la loi électricité. De la sorte, l'éventuelle suppression ou exonération des tarifs d'injection pour les installations de production sur la base de l'énergie renouvelable et de la cogénération de qualité, telle que postulée dans la demande d'avis du Ministre, n'est pas possible pour les tarifs déjà approuvés.

²³ En réalité, les tarifs d'injection ne sont pas facturés pour la composante tarifaire 'tarif de base pour l'utilisation du réseau'. Les composantes tarifaires qui peuvent en effet être facturées par les GRD sont « gestion du système », « mesure & comptage », « services auxiliaires – pertes de réseau » et « prélèvements, surcharges etc. ».

²⁴ « Je vous prie donc de me rendre:

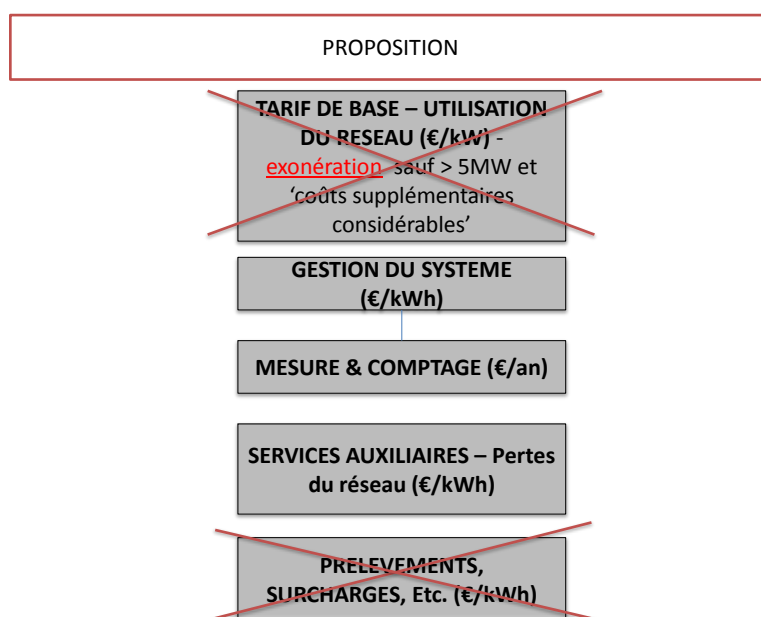
- un avis quant à la faisabilité d'une suppression ou d'une exonération des tarifs d'injection pour les installations de production d'énergie renouvelable et de cogénération bénéficiant d'un soutien à la production et quant à l'impact éventuel sur le coût pour les différents types de consommateurs;
- et, le cas échéant, une proposition de modification du dispositif légal, en vue de supprimer ou exonérer les tarifs susmentionnés. »

L'impact éventuel sur le coût pour les différents types de consommateurs a été traité dans l'étude (F)100401-CDC-959 dans les alinéas 46 à 54 inclus.

Des éventuelles adaptations à la structure tarifaire ou à des paramètres dans le cadre de la structure tarifaire existante ne peuvent être apportées au plus tôt qu'à partir de la prochaine période régulatoire 2013 – 2016. Cela apporte une réponse à la deuxième partie de la demande du Ministre. Il est référé aussi aux alinéas suivants, 38 à 49 inclus.

III.2. Proposition

Figure 3 : Proposition de facturation des tarifs d'injection



38. La figure ci-dessus illustre la situation proposée pour la facturation des composantes tarifaires en cas de tarifs d'injection, compte tenu de tarifs de raccordement reflétant les coûts.

39. La facturation de la composante tarifaire « tarif de base pour l'utilisation du réseau » disparaît totalement en raison de la réflectivité des coûts des tarifs de raccordement. Avec la disparition du « tarif de base pour l'utilisation du réseau » disparaît aussi la limite tarifaire de 5 MW. Les amortissements et les charges financières, qui allaient de pair avec l'activation des coûts de raccordement au sein du GRD ne doivent plus être socialisés sur les tarifs facturés au prélèvement puisque, selon cette proposition, le producteur décentralisé paie lui-même les coûts de raccordement.

A cet égard, une adaptation de l'article 11 de l'Arrêté royal du 2 septembre 2008 s'impose. En particulier, les 3^{ème} et 4^{ème} alinéas de l'article 11, §1^{er}, doivent être adaptés et les 5^{ème} et 6^{ème} alinéas doivent être supprimés.

40. Le 3^{ème} alinéa comporte le passage suivant :

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

L'adaptation suivante est nécessaire pour le 3^{ème} alinéa : les termes soulignés « injectée ou » doivent être supprimés.

41. Le 4^{ème} alinéa comporte le passage suivant :

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

L'adaptation suivante est nécessaire pour le 4^{ème} alinéa : les termes soulignés « injectée ou » doivent être supprimés.

42. Lors des réunions de concertation dans le cadre du groupe de travail Tarifs d'injection, les GRD ont fait savoir qu'ils étaient favorables à la facturation de la composante tarifaire « tarif de base pour l'utilisation du réseau ». Cette composante tarifaire est donc facturée avec le terme de capacité (€/kW) comme paramètre initial.

Si la composante tarifaire précitée est effectivement facturée, cela implique, aux termes de l'Arrêté royal du 2 septembre 2008, une modification fondamentale de la structure tarifaire. Cette modification de la structure tarifaire a des conséquences pour différents *stakeholders*, à savoir : les propriétaires d'installations de production décentralisées, les fournisseurs et les GRD.

43. En ce qui concerne les propriétaires d'installations de production décentralisées, le financement des projets relatifs à l'énergie renouvelable et à la cogénération de qualité sera

examiné. La faisabilité financière des projets est étudiée dans les *business cases* établis en vue de la mise en service de ces installations. Dans ces *business cases*, il n'est pas tenu compte d'une éventuelle facturation d'un tarif de capacité pour l'utilisation du réseau.

44. L'impact sur les fournisseurs implique qu'un nouveau paramètre de facturation doit être développé, par lequel il faut tenir compte de la puissance de raccordement par installation de production. Cela implique également une adaptation au système de facturation pour les GRD.

45. Un autre aspect concerne le fait que les tarifs d'injection ne sont pas facturés aux utilisateurs résidentiels. Pour les installations de production décentralisées présentant une puissance de raccordement inférieure ou égale à 10 kW (par ex., les utilisateurs de réseau résidentiels avec installations PV), le GRD n'installe pas de compteur télérelevé. Ce compteur télérelevé peut mesurer séparément l'injection et le prélèvement. Si aucun compteur télérelevé n'est installé, le compteur à l'injection va tourner à l'envers.

Il ressort des différentes réunions de concertation tenues dans le cadre de cette étude que les GRD estiment intenable l'actuel système de compteur tournant dans le sens opposé.

46. Il ressort d'une analyse de l'application des tarifs d'injection à l'étranger que peu de pays européens utilisent un tarif de capacité pour la facturation des tarifs d'injection. De tels tarifs sont néanmoins appliqués en Irlande et en Suède.²⁵

47. Selon la proposition, la facturation des composantes tarifaires « gestion du système » (€/kWh), « mesure & comptage » (€/an) et « services auxiliaires – pertes de réseau » (€/kWh) subsiste et ces composantes tarifaires doivent être le reflet des coûts réellement engendrés. Ces coûts sous-jacents sont à la base des montants facturés pour ces composantes tarifaires.

²⁵ Irlande : moyenne des montants facturés aux installations de production supérieures à 10 MW, en fonction de la technologie et du niveau de tension : auto-producteurs et installations de cogénération : 421,26€/MW/mois, turbines éoliennes raccordées au niveau du transport : 345,07€/MW/mois, turbines éoliennes raccordées au niveau de la distribution : 236,60€/MW/mois.

Suède : le tarif de capacité varie entre 630,00€/MW/an au sud de la Suède et 3.250,00€/MW/an au nord de la Suède. Lors de la facturation des tarifs d'injection, une composante énergie avec terme proportionnel est aussi appliquée en Suède. Elle varie entre - 2,74€/MWh et + 3,65€/MWh.

([http://www.eirgrid.com/media/2009-2010%20Statement%20of%20Charges%20v1%201%20-%2001%2002%202010%20\(CER%20APPROVED\).pdf](http://www.eirgrid.com/media/2009-2010%20Statement%20of%20Charges%20v1%201%20-%2001%2002%202010%20(CER%20APPROVED).pdf) ;

<http://www.svk.se/Start/English/Energy-Market/Electricity/National-Grid/Charges1/>).

48. En ce qui concerne les pertes de réseau, la production décentralisée peut avoir un impact tant positif que négatif. En cas de synchronisme entre l'injection et le prélèvement au même endroit, cela peut avoir un effet favorable sur les pertes de réseau à compenser. Dans le cas où il n'y a pas de synchronisme entre l'injection et le prélèvement, cela a un effet d'augmentation sur les pertes de réseau. La proposition jointe à cette étude tient compte d'un coefficient de réduction lors de la facturation des pertes de réseau, afin de pouvoir prendre en compte l'effet éventuellement positif de la production décentralisée sur cette composante tarifaire.

L'application d'un coefficient de réduction n'est pas prévue pour le moment dans l'Arrêté royal du 2 septembre 2008. Un complément à l'article 12, § 3, 2^{ème} alinéa est nécessaire pour introduire un coefficient de réduction dans la réglementation actuelle. Le passage suivant doit être ajouté à l'article 12, § 3, 2^{ème} alinéa :

« Ce tarif comporte un coefficient de réduction qui est fonction des pertes de réseau évitées indiquées en raison de la production décentralisée. »

49. La facturation d'une taxe aux producteurs décentralisés visant à financer les pensions complémentaires non capitalisées est considérée comme peu souhaitable par tous les acteurs du marché consultés.

De ce fait, une modification doit être apportée à l'article 13, § 1^{er}, 2^{ème} alinéa. Il s'agit du passage suivant de l'Arrêté royal du 2 septembre 2008 :

« Les tarifs repris en 1°, 2° et 3° sont fonction de l'énergie active injectée ou prélevée par l'utilisateur du réseau. »

La modification proposée est la suivante :

*« Les tarifs repris en 1°, 2°, 3°, 5° et 6° sont fonction de l'énergie active injectée ou prélevée par l'utilisateur du réseau.
Les tarifs repris en 4° sont fonction de l'énergie active prélevée par l'utilisateur du réseau. »*

IV. CONCLUSION

Cette étude constitue une suite à une première étude de la CREG (étude (F)100401-CDC-959) relative à l'éventuelle suppression ou exonération des tarifs d'injection pour les installations de production sur la base de l'énergie renouvelable et de la cogénération de qualité.

La CREG a reçu une lettre du Ministre du Climat et de l'Energie le 19 novembre 2009, dans laquelle le Ministre demande de formuler un avis relatif aux tarifs d'injection appliqués depuis 2009 par les GRD.

La demande du Ministre à la CREG est double:

1. une demande d'avis relatif à l'opportunité d'une suppression ou d'une exonération des tarifs d'injection pour les installations d'énergie renouvelable et de cogénération de qualité bénéficiant d'un soutien à la production et une proposition d'adaptation du volet légal y afférente, en vue de supprimer ou exonérer les tarifs d'injection.
2. une demande d'avis relatif à l'impact éventuel sur les coûts pour les différents types de clients.²⁶

Deux éléments ressortent de la première étude (F)100401-CDC-959. Premièrement, l'étude a conclu qu'une suppression ou exonération des tarifs d'injection pour les installations d'énergie renouvelable et de cogénération de qualité n'est pas possible juridiquement pendant la période réglementaire actuelle. Deuxièmement, la création d'un groupe de travail spécifique semblait être nécessaire pour poursuivre l'étude d'un certain nombre de points critiques.

²⁶ La réponse à cette deuxième partie de la demande du Ministre est traitée dans l'étude (F)100401-CDC-959 dans les alinéas 46 à 54 inclus.

Sur la base des réunions de concertation organisées au sein du groupe de travail spécifique Tarifs d'injection, plusieurs propositions/idées ont été développées en tenant compte des principes tarifaires de transparence, de non-discrimination et de réflexivité des coûts appliqués de manière universelle.

Dans cette étude-ci, la compétence tarifaire fédérale est clairement délimitée en fonction d'une analyse juridique dans les alinéas 1 à 20 inclus.

Il ressort de cette analyse juridique que l'intervention directe par les régions dans les tarifs des GRD, par exemple en accordant une exonération de tarifs de raccordement aux producteurs décentralisés, n'est pas compatible avec le partage des compétences en matière d'énergie entre les autorités fédérales et régionales.

La facturation de coûts (tarifs) par les GRD aux producteurs décentralisés se compose de deux grands blocs : d'une part, les tarifs de raccordement (= coûts réalisés pour permettre le raccordement sur le réseau de distribution) et, d'autre part, les tarifs liés à l'utilisation en tant que telle du réseau de distribution.

Concernant les tarifs de raccordement (alinéas 21 à 28 inclus), la présente étude débouche sur les propositions suivantes (alinéas 29 à 33 inclus).

Par le biais d'une réflexivité des coûts améliorée, les coûts réels sont imputés à ceux qui génèrent les coûts. Le producteur décentralisé doit dès lors payer tous les coûts de raccordement qu'il génère, ce qui crée un stimulant à la localisation.

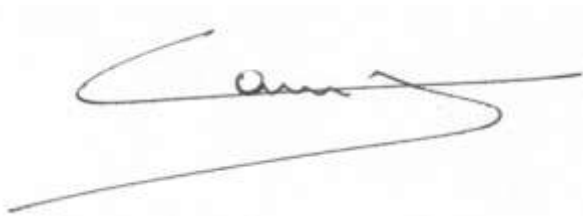
L'éventuelle application de pourcentages de réduction sur les tarifs de raccordement peut être prévue par le GRD. Ces réductions doivent néanmoins être objectivées et doivent être conforme au cadre juridique en vigueur.

Des tarifs de raccordement qui reflètent les coûts impliquent une adaptation de l'article 19 de l'Arrêté du Gouvernement flamand du 5 mars 2004 et des articles 25 et 26 du décret du 25 mai 2007.

En ce qui concerne l'utilisation proprement dite du réseau (numéros 34 et 35), ces coûts seront facturés au producteur décentralisé qui les a engendrés, comme il ressort des numéros 38 à 49 inclus. De ce fait, la facturation des composantes tarifaires « gestion du système » (€/kWh), « mesure & comptage » (€/kW) et « services auxiliaires – pertes de réseau » (€/kWh) subsiste. Comme il ressort des numéros 39, 40, 41, 48 et 49, une adaptation de l'Arrêté royal du 2 septembre 2008 est donc nécessaire et en particulier pour les trois articles suivants :

- article 11, § 1^{er}, 3^{ème}, 4^{ème}, 5^{ème} et 6^{ème} alinéas
- article 12, § 3, 2^{ème} alinéa
- article 13, § 1^{er}, 2^{ème} alinéa

Pour la Commission de la Régulation de l'Electricité et du Gaz



Guido Camps
Directeur



François Possemiers
Président du Comité de direction

V. ANNEXES

ANNEXE 1

Réunion GRD et régulateurs régionaux 28 avril 2010

Le projet de PV a été envoyé le 12 mai 2010 et approuvé le 26 mai 2010, que ce soit de manière explicite ou implicite.

Procès-verbal de la réunion du groupe de travail relatif aux TARIFS D'INJECTION qui s'est déroulée le mercredi 28 avril 2010 (10 heures) dans les locaux de la CREG.

CREG :

- monsieur Guido Camps, Directeur
- madame Natalie Cornelis, Conseiller principal
- monsieur Philip Godderis, Conseiller
- monsieur David Broods, Conseiller-adjoint

Gestionnaires du réseau de distribution

SECTEUR MIXTE :

- madame Sylvie Holter (Ores), monsieur Laurent Coppens (Sibelga), monsieur Paul Lauwers (Eandis), monsieur Donald Vanbeveren (Eandis) et monsieur Walter Van den Bossche (Eandis).

SECTEUR PUR :

- monsieur Filip Keppens (Infrax), monsieur Marc Malbrancke (Inter-Regies), monsieur Herman Van Goethem (EV/GHA), monsieur Géry Vanlommel (Infrax) et monsieur Alain Versyp (Tecteo).

Régulateurs régionaux :

- monsieur Thierry Van Craenenbroeck (VREG) et monsieur Alain Vasteels (CWaPE)

Monsieur Guido Camps (CREG) ouvre la réunion.

L'ordre du jour de la réunion préalablement communiqué est parcouru :

- 1) Limite technique 5 MW : explication des termes « importance » et « coûts supplémentaires considérables ». (cf. article 11 de l'Arrêté tarifaire, à savoir l'Arrêté Royal du 2 septembre 2008).

Quelle est la pertinence de cette limite technique ? A quel moment les installations de production à partir d'énergie renouvelable et de cogénération, engendrent-elles des « coûts supplémentaires considérables » pour le réseau de distribution ? Comment faut-il quantifier ces « coûts supplémentaires considérables » ?

- 2) Rôle de la facturation des prélèvements (par ex. : pensions complémentaires non capitalisées) dans les tarifs d'injection.
- 3) Discussion relative à la contribution du producteur décentralisé dans les coûts de raccordement. (stimulant à la localisation)

En ce qui concerne la limite technique de 5MW, l'on va tenter d'expliquer les dispositions imprécises existantes. Cela concerne le raccordement d'installations de production à partir de 5 MW nécessitant des renforcements importants du réseau de distribution.

La VREG et Eandis ont chacune transmis à la CREG une note à ce sujet. Ces deux notes figurent en annexe. La note de la VREG est reprise à l'annexe 1. L'annexe 2 comporte l'e-mail d'Eandis. L'annexe 3 faisant partie du fichier PDF individuel contient la liste des présences.

Monsieur Thierry Van Craenenbroeck (VREG) n'a pas formulé de proposition d'adaptation du texte actuel de l'Arrêté royal du 2 septembre 2008. Il estime qu'il convient d'éviter des termes imprécis plutôt que de les préciser.

Monsieur Guido Camps (CREG) plaide en faveur de l'élaboration de propositions concrètes de la part de ce groupe de travail plutôt que de signaler simplement des éventuels problèmes dans la législation actuelle.

Monsieur Donald Vanbeveren (Eandis) donne une explication technique de la limite de 5 MW. Ces remarques techniques figurent dans l'e-mail transmis par Eandis à la CREG (annexe 2).

4 points sont abordés :

- Plus l'installation est grande, plus l'impact sur le réseau est important.
- Les problèmes techniques résultant d'une augmentation de la production décentralisée sont énumérés et expliqués.
- En collaboration avec la VREG et Elia, Eandis a tenté de dresser une carte de l'infrastructure de réseau existante en Flandre et comportant une capacité d'accueil suffisante pour la production décentralisée.
- Les différences régionales au niveau de la réglementation relative aux coûts de raccordement pour des installations de production d'énergie renouvelable sont relevées.

Ces 4 points abordent la problématique relative au raccordement. Monsieur Donald Vanbeveren met également l'accent sur un autre problème, à savoir les coûts d'exploitation effectués après le raccordement en conséquence de la production décentralisée. Ces coûts comportent notamment les appels à un call-center, le déplacement sur place des techniciens, le traitement des plaintes et la résolution des problèmes.

Des plaintes émanant de propriétaires d'installations PV sont citées comme exemple. Le problème auquel sont confrontés ces propriétaires et leurs voisins, qui touche 1 à 2 % de toutes les personnes raccordées, sont les fluctuations de tension. Une augmentation de tension donne lieu à une désactivation du système. Si la tension retrouve un niveau normalement bas, le système se réactive. Ce qui provoque à son tour une augmentation de la tension et une nouvelle désactivation.

La solution consiste parfois à adapter les transformateurs. Ces renforcements de réseau nécessitent des investissements supplémentaires. Leurs coûts sont à présent socialisés, mais peuvent être directement attribués à la production décentralisée.

La prévisibilité limitée de la production décentralisée engendre également des coûts supplémentaires.

Eandis a mené une étude sur l'impact des installations PV sur le réseau de distribution. Il ressort de cette étude qu'environ 80 % de l'électricité produite est réinjectée dans le réseau de distribution. Seuls 20 % de cette électricité sont consommés sur place.

Monsieur Walter Van den Bossche (Eandis) plaide pour rendre la contribution des producteurs décentralisés dans les coûts de raccordement plus pertinente et de prévoir ainsi des stimulants au raccordement, par exemple en accordant une facturation de 70 % sur les coûts de raccordement. Une autre possibilité pourrait être d'utiliser des tarifs d'injection négatifs comme *incentive* (l'utilisation de tarifs d'injection positifs comporterait ainsi une pénalité).

Monsieur Thierry Van Craenenbroeck (VREG) renvoie à l'article 19 de l'Arrêté du gouvernement flamand du 5 mars 2004 relatif à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Cet arrêté prévoit que le demandeur/producteur du raccordement paie ces frais de raccordement jusqu'au point le plus proche du réseau existant. Le gestionnaire du réseau paie les frais restants.²⁷ Cela peut donner lieu à des situations entraînant des coûts élevés pour les gestionnaires du réseau de distribution, le producteur devant payer uniquement les coûts jusqu'au réseau basse tension le plus proche, alors que l'installation visée nécessite un raccordement par un nouveau câble à installer vers un réseau haute tension.

Monsieur Guido Camps (CREG) approfondit l'explication de monsieur Donald Vanbeveren et fait observer que les coûts d'exploitation effectués après le raccordement de la production décentralisée devraient également être répercutés sur l'injection. Monsieur Guido Camps estime opportun d'imputer à l'injection les amortissements et les charges financières de la production décentralisée par exemple, conformément aux directives et règlements européens et à la législation belge nécessitant une réfectivité des coûts.

Il recentre la discussion sur la limite de 5 MW et pose la question de l'impact technique dans le cas présent.

Monsieur Walter Van den Bossche (Eandis) répond qu'il est possible qu'un câble supplémentaire distinct doit être installé pour cette puissance de 5 MW. Il cite aussi les investissements de réseau réalisés à Sint-Katelijne-Waver. Une nouvelle boucle dans le

²⁷ En fonction du point de raccordement déterminé en dernier lieu, les coûts du demandeur restent en tous les cas limités aux coûts de raccordement, calculés pour le cas où le raccordement est effectué au point le plus proche du réseau existant à une tension inférieure à 1 kV si la puissance de raccordement est inférieure à 250 kVA, à une tension égale ou supérieure 1 kV et inférieure à 30 kV si la puissance de raccordement est égale ou supérieure à 250 kVA et inférieurs à 25 MVA, à un niveau de tension de 30 kV ou plus si la puissance de raccordement est de 25 MVA ou plus. La différence entre le coût de raccordement à payer et le coût de raccordement réel est à charge du gestionnaire du réseau sur lequel le raccordement est réalisé. Les coûts ainsi imputés au gestionnaire du réseau sont considérés comme des coûts résultant des obligations de service public du gestionnaire de réseau en tant que gestionnaire du réseau.

réseau de distribution y a été installée en vue de soutenir les installations de production décentralisées pour le secteur horticole. Il s'agit implicitement de réseaux de production individuels auxquels aucun point de prélèvement n'est relié (le déroulement asynchrone de la production et du prélèvement génèrent une augmentation des pertes de réseau).

Monsieur Walter Van den Bossche (Eandis) affirme que les amortissements et charges financières sont en effet facturés par Eandis. Cependant, si le producteur décentralisé fournit une contribution pertinente dans les coûts de raccordement, Eandis ne doit pas facturer les charges financières et les amortissements.

Monsieur Donald Vanbeveren (Eandis) est favorable, tout comme monsieur Walter Van den Bossche (Eandis), à une variation du tarif d'injection. Il convient en effet de s'efforcer à implanter la production décentralisée là où le coût social est bas et où l'on dispose de beaucoup de capacité dans le réseau de distribution.

Par ailleurs, il faut éviter que des pertes de réseau supplémentaires se produisent encore par l'installation de nouveaux câbles.

Monsieur Guido Camps (CREG) renvoie à l'étude que la CREG a obtenue de la part de Haven van Antwerpen au sujet de l'impact de la production décentralisée dans sa zone de distribution et de l'augmentation des pertes du réseau auxquelles est confronté Haven van Antwerpen.

Monsieur Herman Van Goethem (EV/GHA) établit une distinction entre l'électricité issue de la cogénération d'une part et l'énergie éolienne et solaire d'autre part. Ce sont surtout les éoliennes et les installations PV qui représentent, notamment en raison de leur nature imprévisible, une difficulté pour le réseau de distribution. Les installations de cogénération des entreprises industrielles dont le dimensionnement est correct ont un impact moins négatif sur le réseau de distribution. Il existe une corrélation claire entre la production industrielle et l'output des installations de cogénération qui peuvent satisfaire à la demande de chaleur et à la demande d'électricité.

Pour ce qui concerne la limite de 5 MW, Haven van Antwerpen bénéficie d'une expérience positive avec les producteurs décentralisés qui souhaitent se raccorder à la moyenne tension plutôt qu'à la basse tension. Les coûts de raccordement pour la moyenne tension ont beau être plus élevés, les tarifs de réseau demeurent inférieurs par rapport à la moyenne tension. Au bout d'un certain temps, il devient donc rentable pour le producteur

décentralisé d'opter pour un raccordement à la moyenne tension.

Monsieur Géry Van Lommel (Infrac) déclare que les tarifs d'injection ne sont pas nécessaires, si une solution est trouvée pour un certain nombre de problèmes qui se posent actuellement. La réduction forfaitaire actuelle sur les coûts de raccordement doit être remplacée par une réduction en pourcentage, afin de créer un stimulant pour le raccordement où les coûts de celui-ci sont le plus bas. En outre, la valeur minimale des certificats verts doit être reliée au surcoût, afin que l'impact des ceux-ci reste limité sur les coûts des GRD. Monsieur Géry Vanlommel rappelle la demande formulée par le Ministre de l'Energie afin de rendre un avis sur la *faisabilité* de la suppression ou de l'exonération des tarifs d'injection pour les installations de production à partir d'énergie renouvelable et de cogénération qui bénéficient d'un soutien à la production.

Monsieur Guido Camps (CREG) déclare que le but de la CREG n'est pas de contrer les autorités régionales, compte tenu de la réglementation existante.

Monsieur Filip Keppens (Infrac) déclare que la discussion portant sur la limite des 5 MW ne porte pas tant sur les tarifs d'injection mais plutôt sur les coûts de raccordement.

Monsieur Guido Camps (CREG) adhère au raisonnement selon lequel c'est surtout le rôle joué par les coûts de raccordement qui est important, et que la limite des 5 MW n'a que peu de pertinence sur le plan tarifaire.

Il souhaite également mettre l'accent sur la réflectivité des coûts et estime que les coûts d'exploitation survenant après le raccordement de la production décentralisée, tels que cités plus haut par monsieur Donald Vanbeveren, appartiennent aux tarifs d'injection.

Monsieur Herman Van Goethem (EV/GHA) communique que Haven van Antwerpen facture la composante tarifaire 'gestion du système' et qu'il faut payer le même tarif, tant pour le prélèvement que pour l'injection.

Monsieur Paul Lauwers (Eandis) affirme qu'il n'y a pas de facturation de la puissance souscrite. La composante tarifaire 'gestion du système', 'mesure & comptage', 'compensation des pertes du réseau' et 'prélèvements & surcharges' est facturée pour les tarifs d'injection.

Monsieur Walter Van den Bossche (Eandis) déclare que les tarifs d'injection facturés par Eandis sont réfectifs des coûts. Il énumère les montants facturés par niveau de tension: € 0,5 / MWh pour les clients industriels (haute tension), € 2 / MWh pour la moyenne tension et € 5 / MWh pour les petits clients (basse tension). Il n'y a pas de facturation des puissances en dessous de 10 kW.

Monsieur Thierry Van Craenenbroeck (VREG) accepte la réfectivité des coûts, mais se demande si les avantages offerts par la production décentralisée peuvent également être portés en compte. En deuxième instance, monsieur Thierry Van Craenenbroeck se demande si les tarifs d'injection doivent demeurer basés sur l'énergie ou sur s'ils doivent être basés sur la puissance et la capacité.

Monsieur Guido Camps (CREG) se réfère à la situation qui vaut pour le gaz naturel, dans laquelle on utilise également un terme fixe et un terme de capacité. Monsieur Guido Camps ne s'oppose pas aux tarifs exprimés en terme de puissance, mais avance qu'il sera difficile, par la suite, d'inciter les gens à consommer moins d'énergie.

Monsieur Walter Van den Bossche (Eandis) signale que les personnes qui possèdent une puissance de raccordement trop élevée demanderont aux gestionnaires du réseau d'obtenir un raccordement avec une puissance moins élevée.

Monsieur Filip Keppens (Infrax) déclare que les coûts restants tels que les coûts d'exploitation ont un impact plutôt limité sur les tarifs. Il conçoit 3 menaces pour les tarifs:

- Les coûts des certificats verts et des certificats de cogénération sont plus importants en tant que coûts pour les tarifs que les coûts restants cités (hors coûts de raccordement).
- Il se peut qu'Elia instaure un tarif d'injection au niveau du transport à partir de 2012. Si l'électricité produite au niveau local n'est pas utilisée au niveau local, une alimentation en retour vers le réseau de transport a lieu. Les gestionnaires du réseau de distribution devraient payer pour cela. Pour maintenir la réfectivité des coûts, le coût de l'injection devrait être facturé à celui qui injecte selon un système de cascade des coûts.
- En raison de l'augmentation de la production décentralisée, comme c'est le cas des installations PV, les consommations des clients diminuent également.

De ce fait, les coûts (en hausse) sont répartis sur un nombre de kWh en baisse.

Monsieur Walter Van den Bossche (Eandis) déclare que le tarif pour les entreprises industrielles sera multiplié par 4 en raison de l'impact du coût pour l'obligation de reprise des certificats verts, si les coûts des certificats verts des entreprises industrielles seraient imputés. En effet, les coûts des certificats verts sont supportés par les tarifs de prélèvement.

Monsieur Guido Camps (CREG) demande si l'on soutient l'idée de facturer le coût des certificats par catégorie de clients.

Monsieur Herman Van Goethem (EV/GHA) confirme la hausse des tarifs résultant des coûts des certificats verts. Les tarifs pour les clients industriels est multiplié par 3 où 4. Il souligne la poursuite de la croissance de la production décentralisée auprès de tous les gestionnaires du réseau de distribution.

Madame Natalie Cornelis (CREG) demande si les tarifs en hausse tiennent compte du principe de socialisation des coûts, conforme l'avis de la VREG du 25 juillet 2008²⁸.

Monsieur Guido Camps (CREG) réalise entre-temps un récapitulatif et aborde la cohérence législative, à savoir l'article 19 de l'Arrêté du Gouvernement flamand favorisant la production d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables et l'Arrêté Royal du 2 septembre 2008 (= nécessité de cohérence entre la régulation technique et tarifaire).

En ce qui concerne le deuxième point à l'ordre du jour : la facturation des 'prélèvements & surcharges' dans les tarifs d'injection, personne ne s'oppose à la suppression de celle-ci à partir de la période régulatoire suivante.

Monsieur Guido Camps (CREG) réagit par rapport aux remarques formulées par la VREG dans sa note "Input VREG voor werkgroep injectietarieven 28/04/10" (Annexe 1).

²⁸ Advies van de VREG van 25 juli 2008 met betrekking tot de verdeling van de kosten van de aankoopverplichting groenestroomcertificaten en de aansluitkosten van decentrale productie onder de distributienetbeheerders.

Il cite une phrase de la note: "(...) om rekening te houden met de marginale op lange termijn vermeden netwerkkosten als gevolg van gedecentraliseerde productie en vraagzijdebeheersmaatregelen."

Monsieur Thierry Van Craenenbroeck (VREG) annonce que la VREG a créé une plate-forme 'réseaux intelligents'. Cette plate-forme aborde la régulation technique mais pas la régulation tarifaire. Il s'agit en effet d'une compétence fédérale. Monsieur Thierry Van Craenenbroeck lance un appel afin de faire concorder davantage les régulations techniques et tarifaires.

Madame Sylvie Holter (Ores) transmettra les remarques formulées lors de la réunion à monsieur Frederic Marijsse.

Monsieur Alain Vasteels (CWaPE) estime que la discussion va dans le bon sens.

Monsieur Guido Camps (CREG) cite une nouvelle remarque formulée par la VREG, à savoir les objectifs pour l'énergie renouvelable.

Monsieur Thierry Van Craenenbroeck (VREG) adhère à l'idée selon laquelle des objectifs ambitieux sont avancés sur le plan des énergies renouvelables par les Directives européennes. Dans ce cadre, des mesures de soutien sont accordées pour la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Les tarifs d'injection rendent ces projets un peu moins lucratifs. Une deuxième remarque concerne le calcul des tarifs d'injection par gestionnaire du réseau de distribution. De cette manière, le montant minimum de soutien par gestionnaire du réseau de distribution devrait s'adapter à chaque cas.

Monsieur Guido Camps (CREG) souhaite ne pas encore publier l'étude réalisée par la CREG sur les montants minimum de soutien. Monsieur Guido Camps souhaite tout d'abord attendre la réaction de la Vlaams Energie Agentschap. Monsieur Guido Camps déclare toutefois que le montant des tarifs d'injection est marginal dans la discussion relative aux montants minimum de soutien.

Monsieur Herman Van Goethem (EV/GHA) ajoute à cela que la différence au niveau des tarifs d'injection entre les gestionnaires du réseau de distribution pourrait également constituer un stimulant à la localisation.

Monsieur Walter Van den Bossche (Eandis) adhère à l'idée selon laquelle Eandis fournira les informations nécessaires à la CREG au sujet de l'étude disant que 80% de l'électricité

produite sera réinjectée dans le réseau de distribution. Eandis transmettra également une quantification des coûts d'exploitation.

Monsieur Géry Vanlommel (Infrax) déplore que la CREG n'a pas tenu compte des remarques d'Infrax dans son étude concernant les tarifs d'injection, la proposition tarifaire soumise par Infrax où les tarifs d'injection étaient mis à € 0,00 afin de promouvoir au maximum les énergies renouvelables.

Monsieur Guido Camps (CREG) clôture la réunion.

ANNEXE 1.1

Nota van de VREG: “Input VREG voor Werkgroep injectietarieven 28/04/10”.

Cette note a été communiquée à la CREG, le mardi 27 avril 2010.

Input VREG voor Werkgroep injectietarieven 28/04/10

Door CREG Voorgestelde agenda:

- Technische grens 5 MW (zie punt 3 hieronder)
- Rol van aanrekenen van heffingen bij injectietarieven (zie punt 4 hieronder)
- Bijdrage in aansluitingskosten (zie punt 5 hieronder)

Voorstel om twee punten toe te voegen:

- Aanpassingen aan tarificatiewetgeving m.b.t. Kostenreflectiviteit in het kader van de nieuwe Europese richtlijnen (zie punt 1 hieronder)
- Toelichting over impact van huidige principes op doelstellingen hernieuwbare energie (zie punt 2 hieronder)

Beide elementen kwamen reeds aan bod in ons eerder schrijven met ref.nr. #100659 van 22/12/2009

1. Omzetting door België van principes van Kostenreflectiviteit

De aanrekening van injectietarieven moet in overeenstemming zijn met de Europese richtlijnen. De wijziging van de richtlijnen betreffende de interne markt resp. de hernieuwbare energiebronnen hebben een invloed op het tarifair kader.

- De nieuwe Elektriciteitsrichtlijn stelt in punt 36 van de aanhef: “ *De nationale regelgevende instanties moeten in staat zijn de tarieven of de methoden voor de berekening van de tarieven, vast te stellen of goed te keuren op basis van een voorstel van de transmissienetbeheerder(s), van de distributiesysteembeheerder(s), dan wel op*

basis van een voorstel dat is overeengekomen tussen deze systeemnetbeheerders en de gebruikers van het net. Bij de uitvoering van deze taken moeten de nationale regelgevende instanties ervoor zorgen dat de transmissie en distributietarieven niet discriminerend zijn en een juiste weerspiegeling van de kosten vormen, en rekening te houden met de marginale op lange termijn vermeden netwerkkosten als gevolg van gedecentraliseerde productie en vraagzijdebeheersmaatregelen.

- In de nieuwe Europese richtlijn "Hernieuwbare energiebronnen" 2009/28/EG staat (art.16): "De lidstaten zien erop toe dat de tarieven die door beheerders van transmissie- en distributiesystemen in aanmerking worden genomen voor de transmissie en distributie van elektriciteit uit installaties die gebruikmaken van hernieuwbare energiebronnen, een realistische weergave zijn van de kostenvoordelen die kunnen voortvloeien uit de aansluiting van die installaties op het net. Dergelijke kostenvoordelen kunnen voortvloeien uit het directe gebruik van het laagspanningsnet."

De richtlijnen moeten tijdig (december 2010 voor 2009/28/EG en maart 2011 voor 2009/72/EG) worden omgezet in Belgische regelgeving. De huidige Belgische tarificatieregelgeving (of minstens toch de toepassing ervan) moet in elk geval hieraan aangepast worden in zoverre ze geen rekening houdt met de hoger vermelde principes.

Vandaag wordt geen kostenvoordeel toegekend aan deze producenten voor het directe gebruik van het laagspanningsnet, integendeel door het opleggen van injectietarieven is er zelfs een kostennadeel.

Evenmin wordt er rekening gehouden met vermeden netwerkkosten.

De aanrekening van injectietarieven vormt een discriminatie voor decentrale productie ten opzichte van de centrale productie, aangezien er geen injectietarieven worden aangerekend door de distributienetbeheerders voor geïnjecteerde elektriciteit afkomstig van het transmissienet. De producenten die elektriciteit produceren in productie-eenheden aangesloten op het transmissienet bekomen zo een voordeel ten opzichte van de producenten die elektriciteit produceren uit decentrale productie-eenheden, aangesloten op het distributienet.

Afnemers aangesloten op het transmissienet betalen geen distributienetvergoeding. Dit is logisch in de huidige situatie, aangezien zij geen gebruik maken van het distributienet. Afnemers van elektriciteit uit lokale decentrale productie-installaties die aangesloten zijn op het distributienet maken geen gebruik van het transmissienet voor het transport van de decentraal opgewekte energie. Toch dienen zij ook het volledige transmissienettarief te betalen. Dit is niet consequent. We verwijzen hierbij ook naar de Aanbeveling A5-0227/2001 van het Europese Parlement waarin ervoor gepleit werd dat voor elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen, die in het distributienet wordt ingevoerd en gedistribueerd, enkel de distributiekosten in rekening worden gebracht. De tariefcomponent 'gebruik van het transmissienet' wordt vandaag wel degelijk in rekening gebracht voor de stroom die door decentrale productie op het distributienet wordt geïnjecteerd, namelijk via de afnametarieven.

Overigens is het punt I.2.1.1 in het ontwerp van advies van de CREG (van maart 2010) een verkeerde voorstelling van zaken. Men maakt de analogie tussen injectietarieven op distributienet en de toepassing van het concept bruto begrensde energie op het transmissienet. Dit laatste concept is echter geen injectietarief, maar dient om de afname van lokale productie mee te laten betalen aan de ondersteuning van het elektrisch systeem. Dat is op zich verantwoordbaar, maar gezien een vermogengrens van 25 MW wordt toegepast, kan je argumenteren dat dit eigenlijk geen verschil maakt voor decentrale productie (die is immers altijd kleiner dan 25 MW) en geniet dus altijd van de begrenzing. Het gebruik van het concept "injectiebijdrage" is dus misleidend en dient te worden vermeden.

Het is niet duidelijk of de injectiekosten die aangerekend worden per geïnjecteerde kWh evenredig zijn met de kosten die de installatie veroorzaakt op het distributienet en dat daarbij rekening wordt gehouden met de baten die gecreëerd worden. De aansluiting en injectie van decentrale productie op het distributienet brengt immers niet alleen kosten met zich mee voor de distributienetbeheerder. Doordat rechtstreeks op het distributienet wordt geïnjecteerd, moet die hoeveelheid elektriciteit niet worden afgenomen van het transmissienet en bijgevolg moet hiervoor geen transmissienetvergoeding worden betaald. Het is niet duidelijk of dit aspect meegenomen is bij de beoordeling van de goedgekeurde injectietarieven. Evenmin is de impact van de netverliezen op een transparante wijze meegenomen.

De vraag kan bovendien gesteld worden of de netcapaciteit waarop men beroep wenst te doen, niet beter de werkelijke kost voor de netbeheerder reflecteert (specifieke exploitatie-omstandigheden buiten beschouwing gelaten) dan de getransporteerde hoeveelheid energie.

2. Doelstellingen hernieuwbare energie

Het aanrekenen van injectietarieven houdt een nadeel in voor de binnenlandse decentrale producenten ten opzichte van buitenlandse producenten. In Europa hebben verschillende landen gekozen om de kosten van het gebruik van het net enkel door te rekenen aan verbruikszijde. Dit omwille van het feit dat als in een ander land in Europa gekozen wordt om de kosten voor het gebruik van het net te verdelen over afname en productie, de producenten in dit land een nadeel zouden hebben ten opzichte van de andere Europese landen waarin de kosten voor het gebruik van het net behouden zijn voor de verbruikszijde. In Groot-Brittannië is het injectietarief op het distributienet zelfs negatief geworden.

Hierdoor zal het de facto moeilijker worden om de doelstellingen inzake hernieuwbare energie te halen met de voorziene steunmaatregelen. Indien rekening moet gehouden worden met de verschillende tariefsystemen per netbeheerder zou de steun per distributienet moeten worden gedifferentieerd, wat het door de regio's ingevoerde steunsysteem aanzienlijk zou compliceren.

3. Grens Vrijstelling basistarief

Voor wat het basistarief betreft (de component "gebruik van het net"), wordt in artikel 11 van het "KB tarieven" bepaald dat productie-eenheden met een vermogen kleiner dan of gelijk aan 5 MWe deze tariefcomponent niet opgelegd kan worden. Bovendien wordt een vrijstelling voorzien voor productie-eenheden die elektriciteit opwekken uit hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve warmtekrachtkoppeling met een vermogen groter dan 5 MWe "behalve wanneer deze productie-eenheden aangesloten zijn op infrastructuurdelen waarvoor het belang van dit type eenheden aanzienlijke bijkomende kosten genereert." Voor wat de andere componenten betreft, zijn geen dergelijke vrijstellingen voorzien. Doordat nog steeds niet duidelijk is welke criteria bij deze beoordeling zullen gelden, is er hierdoor grote onzekerheid en is zelfs willekeur mogelijk bij de aanrekening van dit hoge basistarief voor het gebruik van het net.

Het is onduidelijk wat verstaan dient te worden onder aanzienlijke bijkomende kosten, hoe die moeten worden gekwantificeerd en wie de afweging moet maken of die tariefcomponent kan worden ingeroepen.

Beter dan een precisering van deze termen lijkt het aangewezen om een voorstel van aanpassing van het KB uit te werken dat het gebruik van dergelijke termen vermijdt.

4. Rol aanrekenen heffingen

Dit betreft de hoogte van de toegepaste injectietarieven en niet het principe ervan.

Deze heffing wordt niet betaald door producenten op transmissienet en houdt dus een extra discriminatie in, die niet gebaseerd is op objectief vaststelbare meerkosten verbonden aan productie op het distributienet.

5. Lokalisatieprikkel (bijdrage in aansluitingskosten)

Lokalisatiesignalen kunnen zinvol zijn. Wel dient er een afweging gemaakt te worden tussen de complexiteit van het tarifair systeem en het voordeel dat beoogd wordt door lokalisatieprikkel in te voeren.

Een aanpassing van artikel 19 van het Vlaamse Besluit “Hernieuwbare energie” is volgens de VREG wenselijk, vermits de lokalisatieprikkel niet gebaseerd is op de werkelijke kosten, maar op een virtuele berekening van kosten die sterk kan afwijken van de reële kosten.

Aangezien een regulering op basis van lokalisatie per definitie gebiedsgebonden is, sluit ze best aan bij het regionale beleid en wordt ze best op dat bevoegdheidsniveau opgevolgd.

Volgens de VREG moet de prikkel overigens niet per se beperkt blijven tot de lokalisatie, maar kan overwogen worden om niet enkel voor de plaats van de aansluiting, maar ook voor de exploitatie van de productie-installaties dergelijke prikkels in te bouwen.

Het blijft in elk geval nodig om een tarifair kader uit te denken en te implementeren waarbij ongelijke vergoedingen moeten gebaseerd zijn op objectief vaststelbare kostenelementen.

ANNEXE 1.2

E-mail Eandis

Ces informations techniques ont été communiquées par e-mail à la CREG, le mardi 27 avril 2010.

Van: Lauwers Paul

Verzonden: dinsdag 27 april 2010 19:33

Aan: 'guido.camps@creg.be'; 'natalie.conelis@creg.be'; 'david.broods@creg.be'

CC: Van den Bossche Walter; Vanbeveren Donald

Onderwerp: FW: Herinnering/rappel : Werkgroep injectietarieven / groupe de travail tarifs d'injection

Urgentie: Hoog

Gevoeligheid: Vertrouwelijk

De technische grens van 5 MVA is terug te vinden in het TR van de VREG. Vanaf 5 MVA voorziet het TR de mogelijkheid van een rechtstreekse aansluiting op een transformatorstation (dit artikel staat al jaren in het TR en was eigenlijk bedoeld voor de vroegere C-klanten, zijnde afnemers en geen producenten).

In de praktijk sluiten we niet automatisch vanaf 5 MVA rechtstreeks op een TS aan en dit om twee redenen:

- artikel 19 van het besluit hernieuwbare energie beperkt de aansluitkost van de aanvrager tot het dichtst bijgelegen net. In de praktijk dienen we aan te sluiten op een voldoende sterk punt van het net en betalen wij de investeringskost tussen deze 2 punten (van dichtste punt tot voldoende sterk punt). We trachten daarom onze investeringskosten te beperken door maximaal de bestaande infrastructuur te hergebruiken. Slechts indien de bestaande infrastructuur niet toelaat om de decentrale productie aan te sluiten voorzien we een rechtstreekse aansluiting op een TS.
- de aanleg van afzonderlijke productionetten komt de evolutie van de netverliezen niet ten goede.

Wat de algemene impact van decentrale productie op ons net betreft kan het volgende gesteld worden:

- hoe groter het vermogen van de decentrale productie, hoe hoger de netimpact. De grens van 5 MVA is technisch gezien geen echt strikt kantelpunt. Het technische kantelpunt is aansluiten op laagspanning of middenspanning of hoogspanning. Vanaf 0 kVA tot enkele tientallen kVA (afhankelijk van de lokale situatie) kan aangesloten worden op laagspanning, vanaf enkele tientallen kVA tot 10 à 15 MVA kan aangesloten worden op middenspanning (≤ 15 kV), vanaf 15 MVA komt hoogspanning in beeld.
- de technische en beheersmatige problemen veroorzaakt door het aansluiten van decentrale producties zijn ondermeer:
 - stroomprobleem (5 MVA en meer betekent al snel enkele honderden Ampère, soms (achterliggende) netversterkingen nodig tot aan het koppelpunt met Elia (transformatorstation), impact op beveiligingsplan van het net)
 - spanningsprobleem (risico op te hoge spanningen, spanningshuishouding op middenspanning en laagspanning komt onder druk, soms achterliggende netversterkingen noodzakelijk)
 - kortsluitvermogen probleem (bijdrage kortsluitvermogen van decentrale productie bovenop het kortsluitvermogen via het Elia-net, tevens bi-directionele kortsluitstromen, impact op beveiligingsplan, soms achterliggende netversterkingen noodzakelijk)
 - reactief probleem (hoekverschuivingen tussen spanningen in naburige transformatorstations, onvoorspelbare circulatiestromen, toenemend aantal exploitatieproblemen)
 - problemen met spanningskwaliteit (dips, harmonischen, ...)
- tot op vandaag te weinig of geen afstemming qua ruimtelijke ordening tussen potentieel voor HEB en bestaande netinfrastructuur. Voor Hoogstraten en de streek rond de tuinbouwweiling in Sint-Katelijne-Waver hebben we zelf initiatieven ontwikkeld om deze afstemming te realiseren. In overleg met Elia en de VREG wordt een studie gestart met als doelstelling het potentieel voor HEB in

Vlaanderen gekoppeld aan bestaande netinfrastructuur (hoogspanning en middenspanning) met voldoende onthaal capaciteit in kaart te brengen. Eénmaal deze resultaten beschikbaar zou dit een basis kunnen zijn om ifv de localisatie tov deze gebieden gedifferentieerde injectietarieven te introduceren.

- bedrijfsvoering en netstudies complexer
- opvolging aansluitingscontracten die complexer zijn
- opvolging aangevraagde capaciteiten
- realisatietijd netversterkingen versus doorlooptijd voor het plaatsen van HEB.

Tenslotte sterke regionale verschillen wat de regelgeving betreft qua aansluitingskosten van HEB:

Voor Vlaanderen geldt art 19 van het besluit HEB namelijk de aanvrager betaalt de aansluitingskosten tot aan het dichtst bijzijnde net. De eventuele versterking tussen dit dichtste punt van het DNB-net en een voldoende sterk punt van het net is ten laste van de DNB.

Voor Wallonië is er geen specifieke regelgeving qua aansluitingskosten ten voordele van aanvragen HEB. Alle kosten van de aansluiting tot een voldoende sterk punt van het net zijn ten laste van de aanvrager. Voor alle aanvragen > 5 MVA legt Ores op dat de aanvrager alle kosten ten laste neemt om de hernieuwbare productie rechtstreeks aan te sluiten vanuit een naburig gelegen transformatorstation.

ANNEXE 2

Réunion GRD et régulateurs régionaux 26 mai 2010

Le projet de PV a été envoyé le 8 juin 2010 et approuvé le 22 juin 2010, que ce soit de manière explicite ou implicite.

Procès-verbal de la réunion du groupe de travail relatif aux TARIFS D'INJECTION qui s'est déroulée le 26 mai 2010 (10 heures) dans les locaux de la CREG.

CREG :

- monsieur Guido Camps, Directeur
- monsieur Philip Godderis, Conseiller
- monsieur David Broods, Conseiller-adjoint

Gestionnaires du réseau de distribution

SECTEUR MIXTE :

- monsieur Paul Lauwers (Eandis), monsieur Donald Vanbeveren (Eandis), monsieur Marc Verbiest (Sibelga) et monsieur Frederic Marijsse (Ores).

SECTEUR PUR :

- madame Ilse Malfait (Infrax), monsieur Géry Vanlommel (Infrax), monsieur Alain Versyp (Tecteo), monsieur Jacques Glorieux (Inter-Regies) et monsieur Herman Van Goethem (EV/GHA).

Régulateurs régionaux :

- monsieur Thierry Van Craenenbroeck (VREG), monsieur Olivier Squilbin (CWaPE) et monsieur Farid Fodil-Pacha (Brugel).

Monsieur Guido Camps (CREG) ouvre la réunion.

Le compte rendu de la première réunion du groupe de travail a été envoyé aux participants. Ils ont eu la possibilité de réagir. Les adaptations soumises par monsieur Géry Vanlommel (Infrax) et monsieur Paul Lauwers (Eandis) ont été apportées. Le compte rendu de la réunion du 28 avril 2010 a été soumis.

Les personnes présentes acceptent le compte rendu de la première réunion du groupe de travail.

Monsieur Guido Camps (CREG) parcourt les slides qui ont été distribués aux participants. Ces slides figurent à l'annexe 1 du présent compte rendu de la réunion. Les coûts de raccordement seront traités pendant la première partie de la réunion. Dans la deuxième partie de la réunion, les tarifs d'injection pour l'utilisation du réseau seront discutés.

Monsieur Paul Lauwers (Eandis) pose la question de savoir si les tarifs de raccordement sont fixés à 70 % ou si l'on se base sur une situation dans laquelle le producteur décentralisé paie 100 % des coûts de raccordement et une réduction lui est ensuite éventuellement consentie.

Monsieur Frederic Marijsse (Ores) estime qu'il doit y avoir des raisons pouvant être objectivées si une réduction est consentie comme un stimulant à la localisation. Il est favorable à la facturation de 70 % des coûts de raccordement au producteur décentralisé et ainsi à l'octroi d'une réduction de 30 %, afin de prévoir de cette manière un stimulant à la localisation. Il estime toutefois que cette réduction doit pouvoir être objectivée.

Monsieur Alain Versyp (Tecteo) affirme qu'en Wallonie, 100 % des coûts de raccordement sont payés par le producteur décentralisé.

Monsieur Olivier Squilbin (CWaPE) le confirme. Le producteur décentralisé en Wallonie paie 100 % des coûts de raccordement. Toutefois, il ne s'agit pas uniquement de la distance devant être parcourue pour réaliser le raccordement, mais également des renforcements de réseau qui seraient nécessaires en amont sur le réseau. Ainsi, un raccordement peut être possible sur un poste de transformation situé à 100 mètres, mais pour lequel la capacité du poste de transformation est presque entièrement utilisée.

Monsieur Géry Vanlommel (Infrax) plaide, en ce qui concerne la Flandre, pour un passage d'une réduction forfaitaire sur les coûts de raccordement de l'installation de production décentralisée à une réduction exprimée en pourcentage. De cette manière, le producteur décentralisé est incité à localiser l'installation de production à un endroit où les coûts de raccordement sont les plus bas. Le producteur décentralisé paie une contribution plus élevée, exprimée en montant absolu, s'il cause des coûts de raccordement plus élevés.

La réduction forfaitaire consentie jusqu'à présent par le gestionnaire du réseau de distribution (= GRD) au producteur décentralisé revient à une réduction moyenne de 40 %.

En Wallonie, aucune réduction n'est octroyée. Il affirme qu'il n'est pas réaliste d'arriver à un coefficient de réduction de 0 % en Flandre également.

Monsieur Donald Vanbeveren (Eandis) affirme que l'impact de la réduction forfaitaire auprès d'Eandis revient à un coefficient de réduction moyen de 30 %. Par exemple : si un câble doit être installé sur une distance de 10 kilomètres pour le raccordement d'une installation de production décentralisée, le producteur décentralisé paie pour une distance de 7 kilomètres et le GRD paie les coûts de raccordement pour les 3 kilomètres restants.

Monsieur Alain Versyp (Tecteo) affirme que 2 facteurs entravent le déploiement d'installations de production à base d'énergie renouvelable, à savoir l'aménagement du territoire et la capacité sur le réseau de transport.

Monsieur Olivier Squilbin (CWaPE) affirme que le facteur décisif, surtout lors de l'implantation de turbines éoliennes en Wallonie, n'est pas tant les tarifs, mais plutôt les zones où les turbines éoliennes peuvent être implantées. Si, dans une zone bien précise, une durée de 2 ans est nécessaire pour construire un parc éolien et, dans une autre zone, cette durée de construction d'un parc éolien s'élève à 10 ans, le producteur décentralisé aura une préférence pour la zone où la durée de construction est la plus courte. Il convient également de tenir compte du développement économique dans une région donnée.

Monsieur Guido Camps (CREG) récapitule entre-temps et pose la question de savoir si en effet la politique d'autorisation constitue plutôt un stimulant à l'implantation d'installations de production décentralisées.

Monsieur Donald Vanbeveren (Eandis) affirme que l'implantation de turbines éoliennes surtout est fortement liée au territoire.

Monsieur Paul Lauwers (Eandis) suggère qu'il serait pertinent de faire payer une plus grande part du coût de raccordement par le producteur décentralisé. Cela est surtout important dans des domaines où l'injection est beaucoup plus grande que le prélèvement.

Monsieur Thierry Van Craenenbroeck (VREG) affirme qu'il faut différencier 2 discussions. Il y a, d'une part, le montant de la réduction, qui s'élève à 0 % en Wallonie et aux alentours de 30 % à 40 % en Flandre. D'autre part, un stimulant peut être attribué afin que le producteur décentralisé s'installe à un endroit optimal, à savoir près du réseau existant comportant une capacité suffisante.

Monsieur Paul Lauwers (Eandis) plaide pour une facturation pertinente des coûts de raccordement à l'égard du producteur décentralisé.

Monsieur Géry Vanlommel (Infrax) soutient le principe d'un coefficient de réduction, mais estime que cette réduction doit être fixée par les autorités.

Monsieur Guido Camps (CREG) affirme qu'il convient toujours de se baser sur les Directives européennes²⁹, selon lesquelles les tarifs doivent refléter les coûts. Ainsi, il n'est pas autorisé de facturer la composante tarifaire « utilisation du réseau de transport » au niveau de la distribution.

Monsieur Frederic Marijsse (Ores) poursuit en affirmant que, si une réduction est attribuée, elle doit se baser sur les coûts évités. Comme les coûts de transport évités.

Monsieur Géry Vanlommel (Infrax) ne souhaite pas s'opposer à un choix politique.

Monsieur Guido Camps (CREG) affirme que les GRD et toutes les autorités doivent suivre les Directives européennes, et que la fixation du coefficient de réduction n'est pas un choix politique.

Monsieur Olivier Squilbin (CWaPE) plaide également pour une réfectivité des coûts. Il n'est pas opposé à une réduction, mais se demande si l'on peut trouver une formule générale pour la quantification des coûts directs et indirects.

Vu que chaque raccordement est unique, monsieur Guido Camps (CREG) estime que dans le meilleur cas possible un algorithme général doit être établi, reliant certaines situations de raccordement à un coefficient de réduction déterminé.

Monsieur Guido Camps (CREG) affirme que, sur la base du principe de réfectivité des coûts, les coûts menant à des renforcements de réseau doivent être imputés aux producteurs décentralisés. Les renforcements de réseau ne sont pour le moment pas directement facturés à ceux qui engendrent les coûts.

²⁹ Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la Directive 2003/54/CE. Egalement, Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la Directive 96/92/CE.

Monsieur Alain Versyp (Tecteo) aborde à nouveau les problèmes de capacité existant sur les niveaux de tension élevés. En outre, il estime que les auto-producteurs couplés à un prélèvement représentent un problème. Ils assurent eux-mêmes leur propre approvisionnement en électricité et assurent donc une diminution de l'énergie prélevée. Il en résulte une socialisation des coûts, sur un nombre décroissant de kWh prélevés.

Monsieur Donald Vanbeveren (Eandis) pose la question de savoir s'il y a de nombreux coûts cachés ou non en Wallonie. Il suppose en effet que les raccordements en Wallonie se font directement sur le poste de transformation.

Monsieur Frederic Marijsse (Ores) affirme qu'il existe des coûts indirects pour les adaptations de réseau, et que ces coûts ne sont pas facturés au producteur décentralisé.

Monsieur Paul Lauwers (Eandis) réitère son appel à une plus grande contribution de la part du producteur décentralisé. Il estime en effet qu'il n'est pas logique que tous les coûts de raccordement soient socialisés.

Monsieur Thierry Van Craenenbroeck (VREG) estime qu'un stimulant à la localisation sur la base de la politique de permis n'est pas opportun à court terme en Flandre, étant donné que la politique de permis et la politique énergétique ne sont pas encore assez accordées. On notera qu'en Flandre, on travaille dans ce sens.

Monsieur Herman Van Goethem (EV/GHA) adhère à cette dernière thèse, à savoir que la politique de l'électricité ne fait pas l'objet d'une attention particulière dans la politique d'autorisation.

Monsieur Guido Camps (CREG) conclut que la politique d'autorisation n'est pas idéale comme stimulant à la localisation en Flandre.

Monsieur Thierry Van Craenenbroeck (VREG) avance que la solution peut tenir au fait que chaque région développe ses propres solutions, la Flandre optant pour des stimulants tarifaires et la Wallonie pour des stimulants à l'autorisation.

Monsieur Guido Camps (CREG) insiste sur le fait que la structure des tarifs doit être la même au niveau national. Mais il est possible de faire varier les paramètres par GRD. Si possible, on peut évaluer par GRD à combien s'élèvent les coûts évités. La réflectivité des

coûts des tarifs reste ainsi toujours un élément central.

Monsieur Guido Camps (CREG) fait savoir que la CREG rendra une étude en toute indépendance au Ministre de l'Energie.

Monsieur Jacques Glorieux (Inter-Regies) est favorable au principe visant à établir des paramètres pouvant varier par GRD.

Monsieur Géry Vanlommel (Infrac) pose la question de savoir si l'étude concernée sera une étude de la CREG ou une étude du groupe de travail.

Monsieur Guido Camps (CREG) répond que les Directives européennes et la réglementation belge seront suivies. L'étude relative aux tarifs d'injection comportera à la fois un volet relatif aux tarifs de raccordement et un volet relatif à l'utilisation du réseau. Il répond que ce sera une étude de la CREG, mais dans laquelle il sera renvoyé aux différentes réunions de concertation qui ont été tenues.

Monsieur Guido Camps (CREG) clôt cette première partie de la réunion relative aux coûts de raccordement et passe à la deuxième partie de la réunion, à savoir les tarifs d'injection pour l'utilisation du réseau. Pour cela, il est fait référence à la liste des coûts spécifiques qui ont été prévus par Eandis dans le budget de 2009. Cette liste figure en annexe 2. L'objectif est d'aboutir à des tarifs d'injection spécifiques pour les composantes tarifaires 'gestion du système', 'mesure & comptage' et 'services auxiliaires' sur la base des postes de coûts mentionnés. Le principe de la réflectivité des coûts prévoit en effet que les coûts sous-jacents sont à la base des tarifs facturés.

Monsieur Thierry Van Craenenbroeck (VREG) pose la question de savoir si les montants facturés pour les différentes composantes tarifaires sont identiques pour l'injection et pour le prélèvement.

Monsieur Paul Lauwers (Eandis) affirme que l'injection et le prélèvement ne pouvaient être examinés séparément pour les groupes de clients correspondants. A l'avenir, il est cependant possible que le montant facturé pour l'injection et le prélèvement diffère, dès que l'on aura un meilleur aperçu des coûts sous-jacents.

Monsieur Frederic Marijsse (Ores) fait savoir que le tarif de base pour l'utilisation du réseau (puissance souscrite) n'est pas facturé dans la période régulatoire actuelle, mais affirme que cela pourrait être un bon *driver* pour facturer des tarifs d'injection à l'avenir. Il affirme également que la composante tarifaire 'taxes & surcharges' peut être un *stranded cost*.

Monsieur Guido Camps (CREG) affirme qu'une distinction peut éventuellement être faite entre, d'une part, les installations de production sur base de l'énergie renouvelable qui ont été mises en service avant la libéralisation et, d'autre part, celles qui ont été mises en service après la libéralisation. Sur cette base, la première catégorie serait facturée pour la composante tarifaire 'taxes & surcharges', mais cette composante tarifaire ne serait pas facturée à la deuxième catégorie.

Monsieur Frederic Marijsse (Ores) approuve le fait que des adaptations à la facturation de composantes tarifaires ne peuvent être réalisées qu'à partir de la prochaine période régulatoire.

Monsieur Paul Lauwers (Eandis) fait remarquer que, sur la base de l'Arrêté royal du 2 septembre 2008, le tarif de base pour l'utilisation du réseau ne peut être facturé. Si l'on souhaite facturer la composante tarifaire 'tarif de base pour l'utilisation du réseau' à partir de la prochaine période régulatoire, l'Arrêté royal du 2 septembre 2008 doit être adapté. Si l'on souhaite réaliser des adaptations à la contribution aux coûts de raccordement par le producteur décentralisé, l'Arrêté du gouvernement flamand du 5 mars 2004³⁰ doit être adapté.

Monsieur Marc Verbiest (Sibelga) estime que cela ne vaut pas la peine de facturer quelques euros par an pour l'injection en basse tension avec une puissance de 1500 Watt (installation PV moyenne).

Mais alors, les prélèvements doivent être facturés et pas la compensation (prélèvement – injection) et la puissance installée d'injection ne peut pas être supérieure à la puissance (de prélèvements) de l'installation.

Monsieur Frederic Marijsse (Ores) rappelle que tous les coûts engendrés par l'injection ne sont pas facturés, mais qu'une partie de ces coûts est socialisée.

³⁰ Arrêté du gouvernement flamand du 5 mars 2004 favorisant la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables.

Monsieur Géry Vanlommel (Infrax) approuve le fait qu'une quantification des coûts engendrés par l'injection doit se faire. Il laisse le soin aux autorités politiques de déterminer si les coûts engendrés sont facturés à celui qui engendre les coûts ou aux consommateurs.

Monsieur Guido Camps (CREG) rappelle que le régulateur travaille en toute indépendance et doit respecter le cadre légal lors de l'élaboration du projet d'étude.

Monsieur Géry Vanlommel (Infrax) souhaite, outre la discussion relative aux tarifs d'injection, attirer l'attention sur les systèmes de politique de soutien de l'énergie renouvelable.

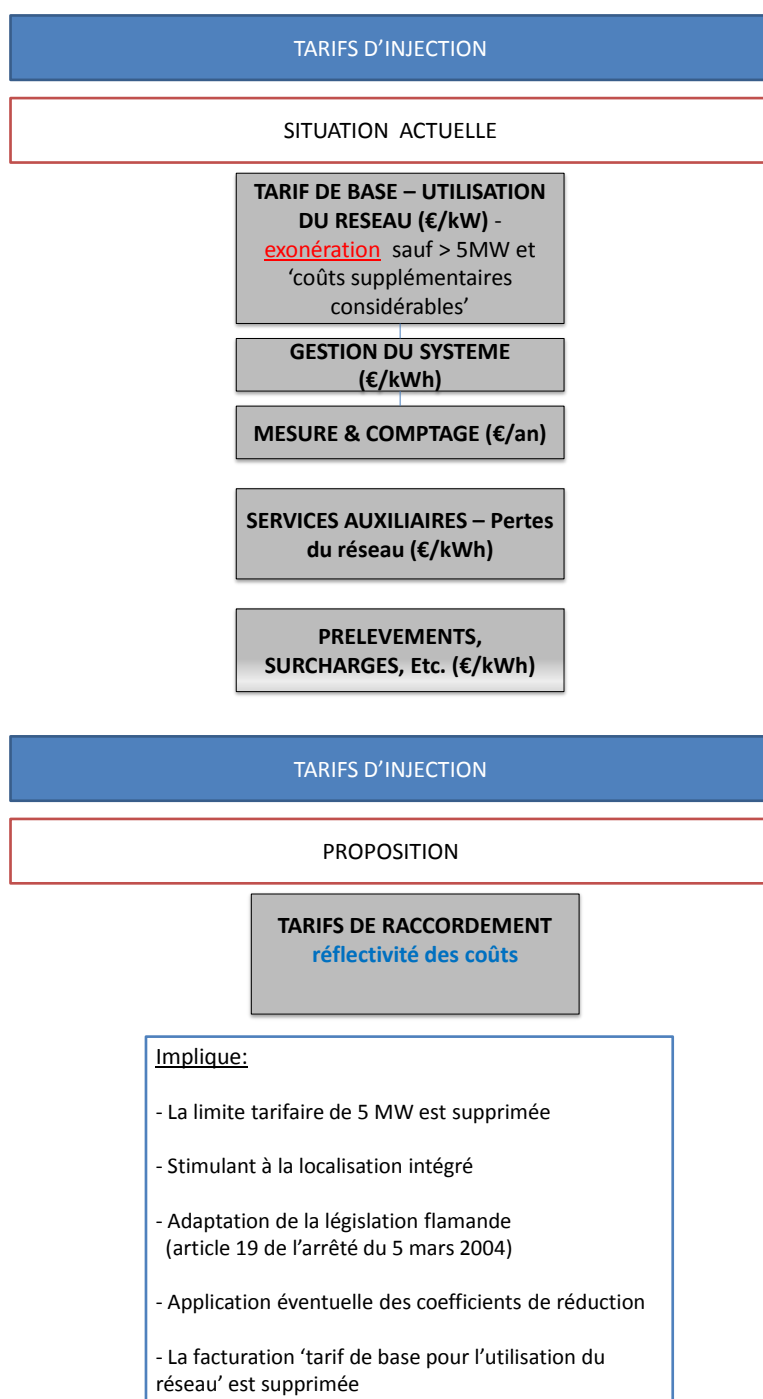
Monsieur Paul Lauwers (Eandis) pose la question de savoir à quoi la structure tarifaire pourrait ressembler, en supposant qu'un montant fixe soit facturé à l'injection par les installations PV.

Monsieur Guido Camps (CREG) affirme qu'un projet d'étude sera établi. Il sera envoyé aux participants à la réunion. La prochaine réunion se tiendra le mardi 22 juin dans les locaux de la CREG.

Monsieur Guido Camps (CREG) clôture la réunion.

ANNEXE 2.1

Slides « Explications relatives à la proposition de modification de la facturation des tarifs d'injection en cas de tarifs de raccordement reflétant les coûts, en date du 26 mai 2010, suite à la réunion du 28 avril 2010. »



TARIFS D'INJECTION

PROPOSITION TARIFICATION UTILISATION DU RESEAU

GESTION DU SYSTEME (€/kWh) 1.2

MESURE & COMPTAGE (€/an) 1.3

SERVICES AUXILIAIRES – Pertes du réseau (€/kWh) 4.2

~~PRELEVEMENTS, SURCHARGES, Etc. (€/kWh)~~

ANNEXE 2.2

Coûts à récupérer par les tarifs d'injection

[CONFIDENTIEL]

ANNEXE 3

Réunion GRD et régulateurs régionaux 22 juin 2010

Le projet de PV a été envoyé le 24 juin 2010 et approuvé le 1 juillet 2010, que ce soit de manière explicite ou implicite.

Procès-verbal de la réunion du groupe de travail relatif aux TARIFS D'INJECTION qui s'est déroulée le 22 juin 2010 (10 heures) dans les locaux de la CREG.

CREG :

- monsieur Guido Camps, Directeur
- madame Natalie Cornelis, Conseiller principal
- monsieur David Broods, Conseiller-adjoint

Gestionnaires du réseau de distribution

SECTEUR MIXTE :

- monsieur Paul Lauwers (Eandis) et monsieur Laurent Coppens (Sibelga)

SECTEUR PUR :

- monsieur Frank Wilrycx (AGEM), monsieur Filip Keppens (Infrax), monsieur Géry Vanlommel (Infrax), monsieur Eric Donnay (Tecteo), monsieur Jacques Glorieux (Inter-Regies) et monsieur Herman Van Goethem (EV/GHA).

Régulateurs régionaux :

- monsieur Thierry Van Craenenbroeck (VREG), monsieur Olivier Squilbin (CWaPE) et monsieur Farid Fodil-Pacha (Brugel).

Monsieur Guido Camps (CREG) ouvre la réunion.

Le compte rendu de la deuxième réunion du groupe de travail du 26 mai 2010 a été envoyé aux participants. Ils ont eu la possibilité de réagir. Les adaptations proposées par monsieur Géry Vanlommel (Infrax), monsieur Thierry Van Craenenbroeck (VREG), monsieur Marc Verbiest (Sibelga) et monsieur Alain Versyp (Tecteo), ont été effectuées. Le compte rendu de la deuxième réunion du groupe de travail a été soumis. Les personnes présentes

acceptent le compte rendu de la deuxième réunion du groupe de travail. En outre, le projet d'étude relatif aux tarifs d'injection a été envoyé aux participants. Les remarques d'ORES concernant le projet d'étude ont été soumises aux participants (annexe 1).

Monsieur Guido Camps (CREG) parcourt les remarques d'ORES sur le projet d'étude. Les participants peuvent réagir à ces remarques par écrit, au plus tard le lundi 28 juin 2010. Monsieur Guido Camps demande s'il y a des remarques sur ce projet d'étude.

Monsieur Filip Keppens (Infrax) a une série de remarques complémentaires sur le projet d'étude. Il constate que l'analyse juridique révèle une tension entre l'exercice des compétences de l'autorité fédérale et des autorités régionales. Il souhaite collaborer de manière constructive, mais ne souhaite pas prendre lui-même de décision sur une répartition des compétences.

Sur le plan du contenu, Filip Keppens avance 2 points.

Premièrement, une distinction est faite, dans la facturation de la composante tarifaire 'charges pour les pensions supplémentaires non capitalisées', entre les installations de production à base d'énergie renouvelable et de cogénération de qualité qui ont été mises en service dans le passé et plus récemment. Le fait de rattacher un *timing* à la mise en service de chaque installation de production individuelle rend le processus de facturation plus complexe.

Le deuxième aspect concerne la réduction que le gestionnaire du réseau de distribution peut accorder au producteur décentralisé dans les tarifs de raccordement. La fixation de la réduction et l'octroi d'une réduction au producteur décentralisé sont difficiles à gérer. Monsieur Filip Keppens affirme que l'objectif du gestionnaire du réseau de distribution est d'offrir de la qualité au tarif le plus bas possible.

Monsieur Eric Donnay (Tecteo) a également 2 remarques à formuler.

La première remarque concerne le numéro 33 du projet d'étude. Monsieur Eric Donnay explique à ce sujet qu'aucun coefficient de réduction n'a en effet été appliqué à l'heure actuelle dans les tarifs de raccordement.

La deuxième remarque a trait au numéro 43, dans lequel il est proposé de facturer les coûts des pensions complémentaires non capitalisées uniquement aux installations qui étaient déjà présentes sur le réseau de distribution avant la libéralisation. Monsieur Eric Donnay affirme que la majorité des installations de production à base d'énergie renouvelable et de cogénération de qualité ont été mises en service après la libéralisation et que cette distinction entre installations mises en service dans le passé ou récemment complique le processus.

Monsieur Thierry Van Craenenbroeck (VREG) aborde l'Arrêté du Gouvernement flamand du 5 mars 2004 et le Décret du 25 mai 2007, auxquels des adaptations doivent être apportées d'après le projet d'étude, afin d'augmenter la réflectivité des coûts des tarifs de raccordement. Il affirme que ces réglementations doivent être suivies.

Monsieur Guido Camps (CREG) suggère que la CREG puisse rendre une étude afin de rendre les tarifs de raccordement réflectifs des coûts. Il appartient au monde politique de prendre ou pas cette étude en compte.

Selon monsieur Thierry Van Craenenbroeck (VREG), la VREG procède actuellement à une analyse de l'article 19 de l'Arrêté du Gouvernement flamand du 5 mars 2004, en vue de rendre un avis séparé au Ministre. Il souhaite néanmoins faire une distinction pour ce qui concerne l'approche de la raison pour laquelle l'article 19 doit être supprimé. S'il est supprimé en raison de l'augmentation de la réflectivité des coûts des tarifs de raccordement, monsieur Thierry Van Craenenbroeck peut s'y retrouver. S'il est supprimé en raison de la tension due à un éventuel excès de compétence entre l'autorité fédérale et régionale, il ne peut donner son accord.

Il poursuit avec le numéro 30 du projet d'étude, relatif au principe tarifaire de la réflectivité des coûts. Monsieur Thierry Van Craenenbroeck donne son accord, mais affirme que la réflectivité des coûts devrait également pouvoir s'exprimer dans les montants des composantes tarifaires facturées à l'injection. Il fait valoir que la facturation des montants à l'injection n'est pas réflective des coûts sous la forme actuelle.

Monsieur Olivier Squilbin (CWaPE) renvoie au numéro 41 et affirme qu'il convient de tenir compte d'un impact positif éventuel de la part de la production décentralisée sur les pertes de réseau.

Monsieur Laurent Coppens (Sibelga) attire l'attention sur la situation dans laquelle le gestionnaire du réseau de distribution a recours à des installations de cogénération pour couvrir les pertes de réseau et avance que ces installations doivent être dispensées de la facturation des tarifs d'injection.

Monsieur Thierry Van Craenenbroeck (VREG) estime que si l'on devait examiner quel injecteur ou quel client est à l'origine d'une quantité déterminée de perte de réseau, cela donnerait lieu à des modèles bien trop grands et complexes.

Monsieur Paul Lauwers (Eandis) se réfère au numéro 42, selon lequel la facturation de la composante tarifaire 'charges pour les pensions supplémentaires non capitalisées' est en partie levée. Il fait savoir qu'il y avait très peu de producteurs décentralisés avant la libéralisation en Flandre et que donc la facturation de la composante tarifaire précitée peut être supprimée.

Il estime, tout comme cela a été mentionné dans la remarque d'ORES distribuée, que l'énergie injectée active, exprimée en kWh, n'est pas le *driver* idéal lors de la facturation des tarifs d'injection, mais que cela est cependant mentionné dans l'Arrêté Royal du 2 septembre 2008. Il plaide toutefois pour que l'on réfléchisse à l'avenir aux paramètres adéquats pour parvenir à une structure correcte des tarifs.

Monsieur Guido Camps (CREG) renvoie aux propos de monsieur Walter Van den Bossche (Eandis) tenus lors de la première réunion de concertation du 28 avril 2010, par lesquels ce dernier se montre prudent concernant des tarifs exprimés en puissance. En effet, les clients dont la puissance de raccordement est trop élevée demanderont donc au gestionnaire du réseau de distribution d'obtenir un raccordement dont la puissance de raccordement est plus basse.

Monsieur Filip Keppens (Infrax) avertit d'une diminution de la consommation, en raison de l'augmentation de la production décentralisée. Il renvoie également à la différence entre la ville et la campagne sur le plan du synchronisme entre l'injection et le prélèvement effectués au même endroit. Ainsi, on ne compte que 20% de synchronisme entre l'injection et le prélèvement à la campagne. 80% de l'électricité produite est réinjectée dans le réseau. Il plaide pour une réfectivité des coûts corrigée.

Monsieur Géry Vanlommel (Infrax) ne s'exprime pas sur les compétences de l'autorité fédérale et régionale. Il exécute la décision de la politique, si la politique estime que des

réductions doivent être octroyées dans le but de soutenir la production décentralisée.

Monsieur Guido Camps (CREG) souligne le fait que la réglementation doit quoi qu'il en soit être suivie, mais que nous sommes pour l'instant dans la phase d'étude.

Monsieur Laurent Coppens (Sibelga) aborde la question des compteurs tournant dans le sens opposé dans le cas de petits injecteurs (par exemple, les utilisateurs du réseau avec des installations PV). Aucun tarif d'injection n'est facturé à ces injecteurs, étant donné que les compteurs tournent dans le sens opposé. Il avance que les coûts réellement engendrés sont socialisés et pose la question de savoir si ces coûts doivent être socialisés sur les autres injecteurs ou sur les clients préleveurs. La compensation par les compteurs tournant dans le sens opposé n'est pas tenable à terme. En effet, il se peut que l'on injecte dans un réseau qui n'a pas besoin d'injection. Cela engendre à son tour des coûts supplémentaires.

Monsieur Olivier Squilbin (CWaPE) plaide pour la création d'un fonds, par lequel les coûts engendrés par la production décentralisée sont remboursés par les moyens financiers du fonds. Le gestionnaire du réseau peut y puiser sur la base de critères objectifs.

Monsieur Guido Camps (CREG) fait savoir que la remarque relative aux limites du système actuel de la compensation par le compteur tournant dans le sens opposé sera reprise dans l'étude.

Monsieur Thierry Van Craenenbroeck (VREG) attire l'attention sur une suggestion d'adaptation du titre de la figure de la page 18.

Monsieur Jacques Glorieux (Inter-Regies) se réfère à la page 24 du projet d'étude relatif aux coefficients de réduction. Il pose la question de savoir si les critères d'octroi des coefficients de réduction doivent être fixés par la CREG ou par le gestionnaire du réseau de distribution. En plus, il se demande sur quelle base la CREG établira qu'il n'est par exemple pas question de discrimination.

Monsieur Guido Camps (CREG) affirme qu'une certaine liberté est laissée au gestionnaire du réseau de distribution pour déterminer les critères d'octroi des coefficients de réduction.

Monsieur Guido Camps (CREG) appelle les participants présents à transmettre à la CREG au plus tard le lundi 28 juin 2010 leurs éventuelles remarques concernant la position d'ORES à l'égard du projet d'étude.

Le procès-verbal de la réunion est communiqué aux participants au fin de la semaine.

Monsieur Guido Camps affirme qu'une étude sera transmise au Ministre.

Monsieur Guido Camps (CREG) clôture la réunion.

ANNEXE 3.1

Position ORES injection

Ces informations ont été communiquées à la CREG par e-mail, le 25 mai 2010.

Remarques formulées dans le cadre de la proposition d'adaptation de la facturation des tarifs d'injection et des coûts de raccordement : réunion du 26 mai, après la réunion du 28 avril.

Avant propos.

Dans la mesure où le réseau est utilisé par tous les utilisateurs, quelle que soit la destination du flux, la quote-part des dépenses associées aux producteurs est proportionnée et proportionnelle aux services prestés et à la puissance mise à disposition et devrait, à ce titre, faire l'objet d'une tarification ad hoc.

Par ailleurs, il convient d'identifier les services et les coûts spécifiques et additionnels qui sont nés ou qui naîtront de la croissance des productions décentralisées.

Ces services additionnels conduiront à déterminer, de manière précise, une série de coûts qui sont spécifiques aux productions et qui, à ce titre, devraient faire l'objet d'un tarif distinct et différent de celui appliqué à un utilisateur de réseau prélevant sur ce dernier et dont le profil de prélèvement est similaire en terme de puissance mise à disposition et d'utilisation.

En tout état de cause ORES prône la transparence et la correspondance entre le tarif et les coûts.

Les tarifs de raccordement devraient couvrir tous les coûts associés à l'accès et au raccordement aux réseaux

Les tarifs périodiques devraient couvrir tous les coûts associés à un utilisateur de réseau dont le profil de prélèvement est similaire en terme de puissance mise à disposition et d'utilisation.

Le driver le plus pertinent lorsqu'il est question d'injection est sans conteste une tarification de la puissance mise à disposition. Ce driver tarifaire est le meilleur incitant à la production et à l'utilisation optimale des installations.

Coûts de raccordement : réflectivité des coûts

Au niveau des GRD mixtes wallons ;

Conformément à la législation européenne et régionale ;

Conformément aux dispositions de la loi électricité qui prévoient une transparence des tarifs et une couverture des coûts générés par les utilisateurs de réseaux (« Cost reflectiveness ») ;

Les tarifs de raccordement sont réputés couvrir l'intégralité des coûts engendrés par le branchement

Le recours à un coefficient de réduction forfaitaire au titre d'incitant à une localisation idéale contrevient à ce principe s'il n'est pas objectivé.

En fonction de l'ampleur de la réduction, il s'agit d'un mécanisme de subsideation déguisé qui ne participe pas du principe de transparence (puisque'il n'est pas question de surcharge ou de fonds destiné à promouvoir et à financer ce type d'initiative)

Si un tel coefficient devait voir le jour, il ne pourrait en tous cas pas concerner d'autres composantes que celle du A (accès à la puissance) et ne peut prendre la forme d'un rabais sur la totalité de la facture.

Compte tenu de ces réserves, il pourrait être envisageable d'évaluer la pertinence d'un tel coefficient pour autant que :

- la notion de localisation idéale soit parfaitement définie
- la méthode de valorisation de la valeur ajoutée ou du gain pour la collectivité ou le réseau soit objectivée/objectivable

Tarif de base : tarif de la puissance souscrite et mise à disposition

- Pour éviter que les coûts associés à l'entretien et au développement du réseau ne soient exclusivement portés à charge des préleveurs ;
- pour résoudre le problème des réseaux qui n'auraient que des injecteurs ;

- pour permettre un mécanisme d'incitant tarifaire additionnel et ciblé en fonction du profil de production ;

Nous restons partisans de la facturation d'un terme pour la puissance mise à disposition.

Par le passé et actuellement, cette possibilité tarifaire n'est pas été utilisée mais à l'avenir cela deviendra inévitable d'ici 2020 (ou 2018 pour les bâtiments publics), tous les nouveaux logements devant être munis de moyen d'auto-production, etc..

Nous proposons dès lors de prévoir un terme fixe proportionné (du même ordre de grandeur que le terme de puissance qui serait facturé à un utilisateur prélevant sur le réseau si toute la formule tarifaire était basée sur le seul terme de puissance) ce qui incite à produire davantage et qui permettrait d'introduire des facteurs de dégressivité, par exemple, ou de réduction en fonction de la destination de la production ou de l'impact favorable sur d'autres types de coûts (pertes par exemple)

Nous proposons d'introduire une composante pour la puissance souscrite et mise à disposition :

- Qui couvre les coûts nécessaires à la mise à disposition des réseaux existants, à l'entretien et au développement des.
- qui soit fonction de la puissance avec un possible facteur de dégressivité et/ou autres mécanismes tarifaires en fonction de divers critères (localisation efficiente dans le réseau etc...)

Tarif pour la gestion du système

Nous proposons d'ores et déjà d'appliquer un terme tarifaire spécifique à la gestion du système pour l'injection.

En effet, en plus du service de base fourni en termes de gestion des flux et de stabilité de la tension, comme pour tout autre utilisateur de réseau, les auto-producteurs vont générer des coûts spécifiques et demander des services particuliers et différents de ceux proposés aux préleveurs.

Le chiffrage sera développé d'ici peu mais nous pensons aux dépenses spécifiques telles que :

- Le remplacement des TCC (télécontrôle centralisé) et matériel connexe
- Les automates et matériel connexe
- Réseaux télécommunication spécifique et matériel connexe
- Mécanisme spécifique de gestion au niveau des transformateurs de distribution (transformateurs « auto-régulants ») et capteurs associés
- Redéfinition des protocoles de communication pour une plus grande réactivité dans le cadre de la gestion temps réel des flux et de la tension.
- Modification au niveau des dispatchings (upgrade) etc..

Le driver du tarif devrait être adapté et permettre de stimuler une production efficiente (le driver kwh n'est pas le plus adapté)

Tarifs pour les services auxiliaires

Nous sommes d'accord d'appliquer le tarif pour couverture des pertes en réseaux, identique à celui imputé aux consommateurs, à l'image de ce qui se pratique dans d'autres GRD

Nous pourrions par ailleurs envisager la possibilité de proposer un incitant permettant de tenir compte de l'impact favorable des productions décentralisées sur les pertes en réseaux.

Prélèvements et surcharges

Nous ne sommes pas d'accord de supprimer l'application de cette composante tant que la structure et le contenu des tarifs d'injections ne sont pas déterminés de manière raisonnable et concertée, que les composantes additionnelles nécessaires à une tarification équitable ne sont pas acceptées et entrées en vigueur ou qu'un éventuel mécanisme destiné à la subsidiation des coûts pour l'injection ne soit proposé à l'initiative des autorités compétentes.

Pour l'avenir cependant, il serait envisageable de renoncer à l'application de la composante relative à la couverture des pensions non-capitalisées du passé.

En effet, il s'agit là d'un « stranded cost » qui peut être envisagé comme relevant de l'activité de gestion des réseaux telle que c'était le cas par le passé, dans le cadre d'un système électrique unidirectionnel et axé sur la gestion des prélèvements.

La tarification de l'injection se concentre quant à elle davantage sur le coût de la bidirectionnalité, de la flexibilité et de la stabilité du système électrique.

Il serait dès lors logique et raisonnable de ne pas imputer le poste des surcharges à cette famille d'utilisateurs de réseaux (injections).

ANNEXE 4

Besluit van de Vlaamse Regering van 5 maart 2004 inzake de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen

HOOFDSTUK IV DE AANSLUITING VAN PRODUCTIE-INSTALLATIES VAN ELEKTRICITEIT UIT HERNIEUWBARE ENERGIEBRONNEN

ART. 19.

§ 1. De aanvrager van de aansluiting draagt de noodzakelijke kosten voor de aansluiting op het distributienet van een installatie voor de productie van hernieuwbare energie op het meest aangewezen aansluitingspunt.

Onafhankelijk van het uiteindelijk bepaalde aansluitingspunt, blijven de kosten voor de aanvrager in elk geval beperkt tot de aansluitingskosten, berekend voor het geval dat de aansluiting gemaakt zou worden op het dichtstbijzijnde punt van het bestaande net op een spanning van minder dan 1 kV als het aansluitingsvermogen kleiner is dan 250 kVA, op een spanning groter dan of gelijk aan 1 kV en kleiner dan 30 kV als het aansluitingsvermogen groter is dan of gelijk is aan 250 kVA en kleiner is dan 25 MVA, op een spanningsniveau van 30 kV of meer als het aansluitingsvermogen 25 MVA of meer bedraagt. Het verschil tussen de te betalen aansluitingskost en de werkelijke aansluitingskost, wordt gedragen door de netbeheerder op wiens net de aansluiting gerealiseerd wordt. De kosten die hierdoor ten laste gelegd worden van de netbeheerder, worden beschouwd als kosten tengevolge van de openbardienstverplichtingen van de netbeheerder als netbeheerder.

§ 2. De distributienetbeheerder draagt alle overige kosten voor de uitbouw van het distributienet voor de opname en het transport van de teruggeleverde energie bij een nieuwe aansluiting van een productie-installatie van elektriciteit uit een hernieuwbare energiebron, bedoeld in artikel 5.

§ 3. De distributienetbeheerders en de transmissienetbeheerder verlenen voorrang aan de installatie van de meetapparatuur voor de metingen, bedoeld in artikel 8, § 1, en aan de realisatie van meetapparatuur en aansluitingen van productie-installaties die hernieuwbare energiebronnen en/of het principe van warmtekrachtkoppeling gebruiken boven de realisatie van alle andere meetapparatuur en aansluitingen.

ANNEXE 5

Decreet van 25 mei 2007 houdende diverse bepalingen inzake leefmilieu, energie en openbare werken

HOOFDSTUK VIII. — *Aansluiting van productie-installaties van elektriciteit uit kwalitatieve warmtekrachtkoppeling op het distributienet voor elektriciteit*

Art. 25. In het decreet van 17 juli 2000 houdende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, het laatst gewijzigd bij decreet van 30 juni 2006, wordt een artikel *25quinquies* ingevoegd, dat luidt als volgt :

« Artikel *25quinquies*. De aanvrager van een nieuwe aansluiting op het distributienet voor een productie-installatie van elektriciteit uit kwalitatieve warmtekrachtkoppeling draagt de kosten voor de aansluiting op het distributienet.

De kosten voor de aanleg van de elektrische leidingen over de eerste duizend meter op het openbaar domein tussen het distributienet en de productieinstallatie zijn in dat geval ten laste van de distributienetbeheerder voor zover het aansluitingsvermogen van die productie-installatie niet hoger is dan 5 MVA. De aanvrager van de aansluiting draagt alle overige kosten bij een nieuwe aansluiting van een productie-installatie van elektriciteit uit kwalitatieve warmtekrachtkoppeling op het distributienet.

De kosten, vermeld in het tweede lid, die ten laste van de netbeheerder gelegd worden, worden beschouwd als kosten ten gevolge van de openbaredienstverplichtingen van de netbeheerder als netbeheerder. »