



COMMISSION WALLONNE POUR L'ÉNERGIE

AVIS

CD-13g02-CWaPE-537

relatif à

*'la gestion des certificats verts
des installations photovoltaïques
et à la surcharge certificats verts ELIA'*

*rendu en application de l'article 43bis, § 1er du décret du 12 avril 2001
relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.*

Le 2 juillet 2013

**Avis de la CWaPE relatif à
la gestion des certificats verts des installations photovoltaïques
et à la surcharge certificats verts ELIA**

1. Objet

La CWaPE a reçu, par courrier du 21 juin 2013, une demande d'avis du Ministre de l'Energie concernant « *les projets d'arrêtés du Gouvernement wallon relatifs à la gestion des CV des installations photovoltaïques et à la surcharge CV Elia* ».

Cette demande d'avis fait suite notamment à l'adoption en première lecture par le Gouvernement wallon, en date du 30 mai 2013, :

- d'un avant-projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité visant à instaurer les exonérations pour les entreprises dès le 1^{er} janvier 2013 et les modalités de paiement des certificats verts rachetés par ELIA ;
- d'un avant-projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération visant la modification du régime du facteur "k" pour les installations Solwatt et à instaurer la date RGIE comme date-pivot pour les installations photovoltaïques > 10 kW.

L'avis de la CWaPE sur les projets d'arrêtés en question a été sollicité en urgence (délai de 8 jours ouvrables).

2. Volet 1 : projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité visant à instaurer les exonérations pour les entreprises dès le 1^{er} janvier 2013 et les modalités de paiement des certificats verts rachetés par ELIA

2.1. Contexte

Le nombre de certificats verts octroyés dans le cadre du régime de soutien Solwatt¹ a créé un déséquilibre entre l'offre (excédentaire) et la demande de certificats verts. Les certificats verts Solwatt qui ne trouvent plus acquéreur sur le marché des certificats verts peuvent être cédés, lors du relevé d'index ou de l'octroi anticipé, à ELIA qui a l'obligation de les racheter au prix minimum garanti.

ELIA compense financièrement cette obligation en faisant approuver par la CREG une surcharge supportée par tous les clients raccordés au réseau électrique de 70 kV ou moins (réseau de transport local et réseaux de distribution). Actuellement, cette surcharge s'élève à 13,82 EUR/MWh².

¹ Par certificats verts octroyés dans le cadre du régime de soutien Solwatt, il faut comprendre les certificats verts octroyés aux installations photovoltaïques de moins de 10 kW, installées jusqu'en 2013 inclus.

² Précisément 13,8159 €/MWh

Le Gouvernement souhaite exonérer partiellement certaines entreprises qui sont placées, suite à cette surcharge, dans une situation de compétitivité difficile. Cette exonération est majorée notamment dans le cas où l'entreprise a pris des engagements en vue de réduire sa consommation d'énergie dans le cadre d' "accords de branche" sectoriels.

Les exonérations envisagées sont les suivantes :

- « • *pour les entreprises engagées dans une démarche d'accord de branche :*
 - *90% pour la tranche de consommation dépassant 100 GWh ;*
 - *85% pour la tranche de consommation comprise entre 20 et 100 GWh ;*
 - *80% pour la tranche de consommation inférieure à 10 GWh ;*
- *pour les entreprises manufacturières non engagées dans une démarche d'accord de branche : 50% ;*
- *pour les entreprises des secteurs de l'enseignement (code NACE 85), des hôpitaux (code NACE 86), du médico-social (code NACE 87-88) : 50% ;*
- *pour les entreprises du secteur agricole : 50%*
- *pour les autres entreprises : 10%. »*

Ces exonérations devraient pouvoir être accordées très rapidement et concerneraient également la surcharge déjà prélevée depuis le 1^{er} janvier 2013. Les exonérations sont prévues pour 10 ans.

Pour récolter l'avis de toutes les parties, la CWaPE a eu des contacts avec l'Union wallonne des entreprises (UWE) et a organisé une concertation avec les fournisseurs et les gestionnaires de réseau le 14 juin 2013 (voir le compte-rendu en annexe).

Bien que ce ne soit pas l'objet du présent avis, il convient de garder à l'esprit que le niveau global des exonérations accordées est étroitement lié au montant de la recette nette qu'ELIA obtient pour la surcharge, et impacte donc directement le niveau des interventions financières momentanées qui devraient être apportées par des intermédiaires en vue, comme l'a souhaité le Gouvernement, d'éviter une augmentation du niveau de la surcharge. Le point 2.4. examinera les perspectives globales issues des options prises en termes d'exonérations.

2.2. Mise en œuvre

La manière dont les exonérations ont été définies permet très difficilement leur mise en œuvre de façon simple et rapide.

2.2.1. Exonération différenciée par tranche de consommation

Les consommations annuelles ne sont connues que « ex post » au bout d'une année complète. En outre, derrière un point d'accès (correspondant à un code EAN) peuvent exister plusieurs clients ayant les personnalités juridiques distinctes, qui devraient dès lors faire l'objet d'un comptage distinct. D'autre part, une même entreprise peut être alimentée au départ de plusieurs points d'accès, éventuellement situés sur des réseaux différents avec des niveaux de tension différents, ce qui nécessiterait d'additionner des consommations prélevées en divers points.

Face à cette difficulté majeure, l'UWE nous a fait savoir que les entreprises acceptaient que les trois taux d'exonération (90, 85 et 80%), applicables aux entreprises en accord de branche, puissent fusionner en un seul taux de 85%, applicable quel que soit le niveau de consommation. Dans la suite de cet avis, cette simplification essentielle sera intégrée.

2.2.2. Grid fee³ et plans de tension

Les gestionnaires de réseau ne connaissent pas directement les caractéristiques des clients raccordés à leur réseau. Les gestionnaires de réseau connaissent par contre le niveau de tension où ce client est raccordé, la puissance souscrite et les consommations relevées.

Ces informations permettent au gestionnaire de réseau de répartir leurs coûts au travers de tarifs, ainsi que les autres éléments constitutifs du tarif réglementé (cotisations, redevances...).

Le nombre de clients raccordés au réseau de transport local étant très limité (correspondant à 67 codes EAN en 2013), des informations complémentaires pourraient être aisément collectées pour correspondre aux exonérations prévues par le Gouvernement.

³ Le terme "grid fee" représente le coût que chaque client doit supporter pour l'utilisation des réseaux et certains autres coûts associés. Ce montant est calculé, pour chaque client, par le gestionnaire de réseau et communiqué au fournisseur, pour facturation.

Par contre, le nombre très élevé de clients raccordés aux réseaux de distribution (1.747.000 en BT et 11.617 en HT) ne permettent pas de faire un traitement individuel. Dans le registre d'accès, qui caractérise les différents points d'accès des GRD, il y a une rubrique qui reprend la distinction entre client résidentiel et professionnel (en BT) et le code NACE (en HT). Toutefois, ces informations ne sont pas validées par le GRD et ne sont pas systématiquement correctement remplies. De toute façon, la structure tarifaire des GRD ne permet pas, à l'heure actuelle, d'utiliser ces champs pour faire une tarification différenciée. Les GRD peuvent différencier la tarification uniquement sur base de 4 plans de tension, dont 3 en HT ou assimilés HT (BT, trans-BT, MT et trans-MT).

Actuellement, les GRD répercutent uniformément la surcharge ELIA au travers du « grid fee », sur base des kWh prélevés. Ils pourraient différencier les niveaux de surcharge sans entraîner des délais de réalisation importants, à condition que cette différenciation corresponde aux 4 plans de tension existants.

2.2.3. Application de la surcharge au client final

Actuellement, la surcharge est appliquée par ELIA sur base du volume prélevé sur le réseau du transport local. Le volume prélevé par un GRD ne correspond pas au volume faisant l'objet de la fourniture sur ce même GRD :

$$\text{volume prélevé par le GRD} = \text{volume faisant l'objet d'une fourniture} + \text{pertes sur le réseau} - \text{volume injecté localement} \\ (+ \text{volume transféré à d'autres GRD} - \text{volume prélevé à partir d'autres GRD})$$

Le volume injecté localement (toute la production locale à l'exception des volumes compensés < 10 kW, soit principalement le photovoltaïque résidentiel) est généralement supérieur aux "pertes sur le réseau". En appliquant la surcharge ELIA sur le volume "fourni aux clients" plutôt que sur le volume prélevé par le GRD, on simplifie significativement le processus et, en outre, le montant collecté par ELIA, hors exonération, devrait augmenter de l'ordre de 10 Mio EUR (245 Mio EUR par an au lieu de 235 Mio EUR). Cela permettrait aussi de traiter toutes les entreprises de façon similaire, sans que la surcharge qui leur est appliquée dépende du taux de production local.

2.3. Avis de la CWaPE

- 2.3.1. La CWaPE est d'avis qu'il convient d'appliquer un seul taux d'exonération (85%) pour les entreprises "en accord de branche", sans tenir compte du niveau de consommation, pour autant que seules les entreprises raccordées en HT soient concernées, qu'elles soient raccordées à un réseau de distribution ou au réseau de transport local.
- 2.3.2. La CWaPE est d'avis qu'il serait extrêmement complexe d'accorder une exonération aux entreprises raccordées en BT. Les GRD ne sont en effet pas en mesure de créer rapidement une tarification différenciée entre les consommateurs résidentiels et professionnels BT. De plus, les 220.276 clients professionnels consomment, en moyenne, 10.800 kWh/an chacun. Cela signifie donc également que l'économie financière générée par l'exonération (10%) correspondrait à seulement 15 € par client professionnel et par an en moyenne.
- 2.3.3. Les CWaPE est d'avis que la surcharge doit être exprimée en EUR par kWh fourni au client final. La surcharge pourrait être plafonnée à 13,82 EUR/MWh en BT et être plafonnée à 90% du montant applicable en BT pour la clientèle HT, soit 12,44 EUR/MWh. Ce faisant, toutes les entreprises HT bénéficieraient, sans aucune complexité administrative (le grid fee est automatiquement calculé par le GRD par plan de tension et transmis aux fournisseurs pour facturation aux clients finals) d'une exonération de 10%. Cette exonération de 10% est estimée globalement à 12 Mio EUR.
- 2.3.4. Les exonérations complémentaires pour les entreprises en accord de branche

La CWaPE est d'avis que les exonérations complémentaires (75%⁴ de 13,82 EUR/MWh) devraient être réclamées par les fournisseurs/ARP directement à ELIA, après validation par la CWaPE. Au total, environ 150 entreprises sont concernées (réseaux de distribution HT et réseau de transport local). Le montant de cette exonération complémentaire est estimé à 34 Mio EUR⁵. La CWaPE valide déjà actuellement des exonérations accordées à ces entreprises, via les fournisseurs, dans le cadre des réductions de quota de certificats verts.

⁴ L'exonération complémentaire est de 75% pour que, ajoutée à l'exonération automatique de 10% intégrée dans le grid fee, on arrive à un niveau global d'exonération de 85%.

⁵ Il s'agit de la meilleure estimation disponible, basée sur des volumes de consommation fournis par le secteur industriel. Les différents volumes d'exonération n'ont pas pu être strictement vérifiés.

2.3.5. Les exonérations complémentaires pour les entreprises manufacturières qui ne sont pas en accord de branche

De la même façon, l'exonération complémentaire (40% de 13,82 EUR/MWh) devrait être réclamée directement à ELIA après validation par la CWaPE. Au total, près de 550 entreprises manufacturières sont concernées (réseaux des GRD HT et réseau de transport local). Le montant de cette exonération est estimé à 8 Mio EUR. La CWaPE considère que ce nombre (550 entreprises) constitue un maximum absolu de ce qu'elle serait en mesure de contrôler sans modification significative de ses processus de fonctionnement. Le contrôle devrait avoir lieu trimestriellement, en phase avec ce qui se fait actuellement pour les exonérations des certificats verts. Les contrôles de la CWaPE passeraient donc à 700 entreprises par trimestre au lieu de 150 actuellement. La charge de travail supplémentaire estimée correspond à 1 équivalent temps plein.

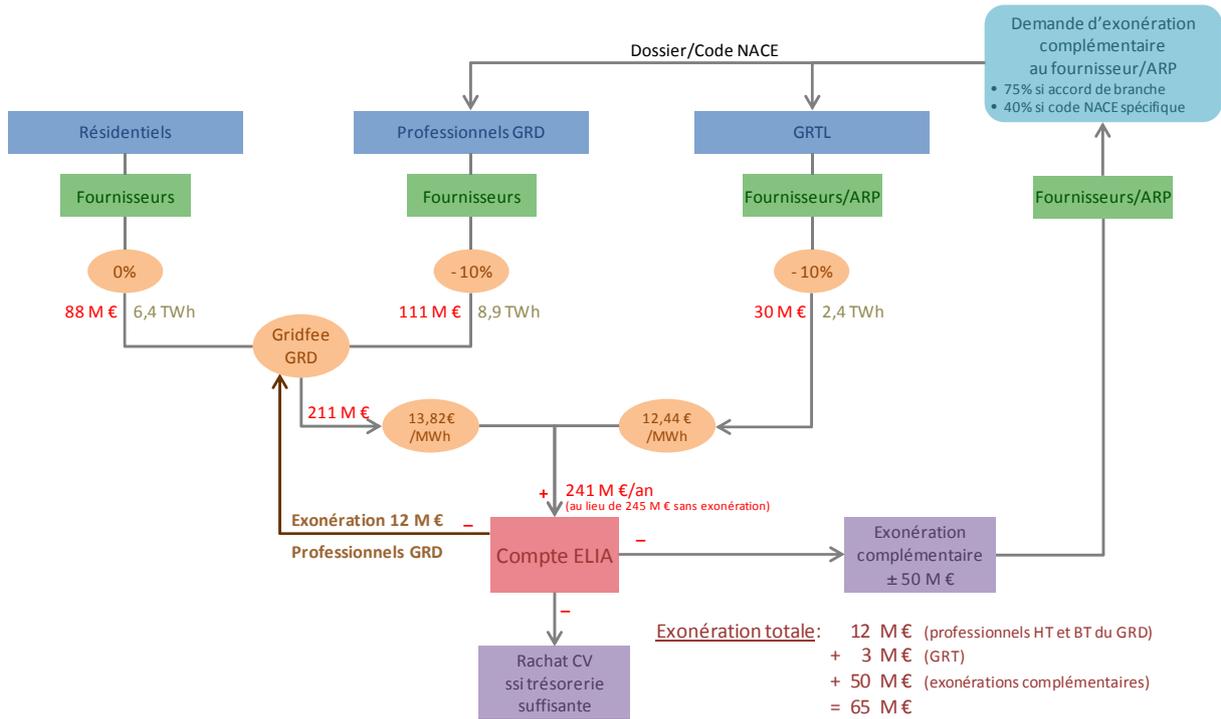
2.3.6. Autres exonérations complémentaires contenues dans le projet d'AGW (BT, NACE)

La CWaPE considère qu'il n'est pas possible matériellement de procéder de façon rapide, simple et économique aux autres exonérations complémentaires proposées par le Gouvernement dans le projet d'AGW (extension de toutes les mesures à la BT professionnelle, au secteur de l'enseignement, aux hôpitaux, au secteur médico-social, au secteur agricole). La CWaPE n'émet aucun jugement sur la pertinence des exonérations proposées, mais signale qu'elles ne peuvent pas être mises en œuvre avec les outils actuellement utilisées par les GRD et fournisseurs. Un traitement individuel, contrôlé par le régulateur ou toute autre autorité compétente, entraînerait des charges administratives difficilement chiffrables actuellement.

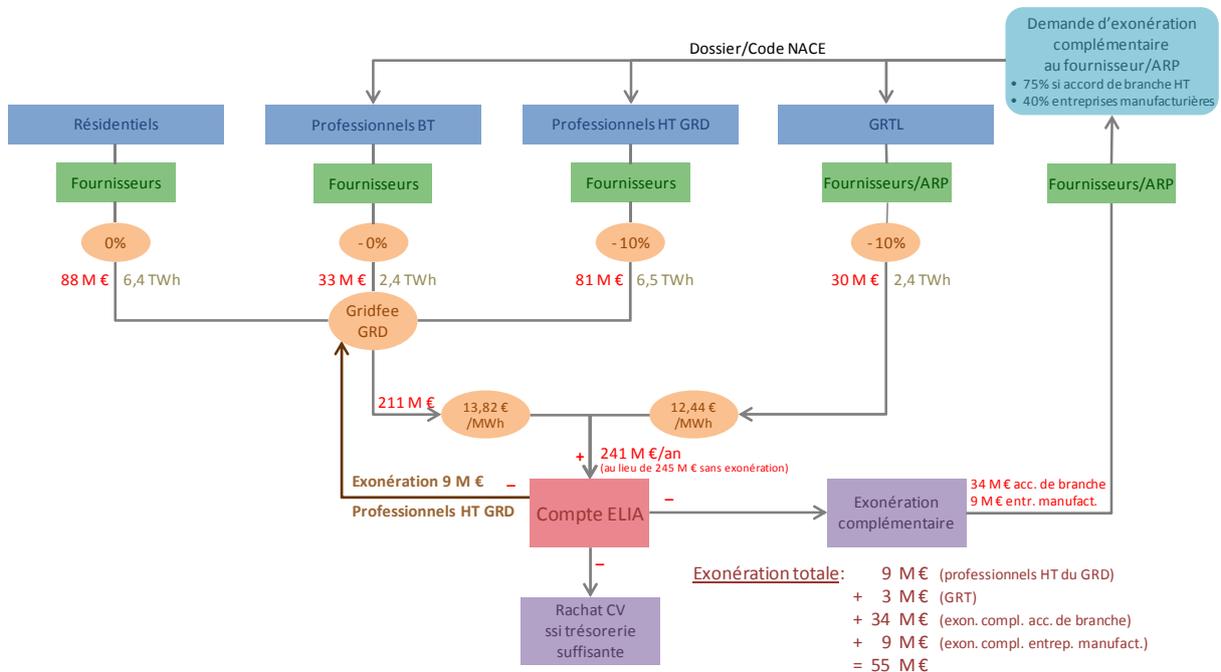
Par contre, les exonérations accordées sur base du projet d'AGW augmenteraient, par rapport à l'avis de la CWaPE, d'une dizaine de millions d'euros le manque à percevoir par ELIA. En pratique, ELIA percevrait dans ce cas une surcharge correspondant à 13,82 EUR (BT) ou 12,44 EUR (HT), ce qui entraînerait une recette brute de l'ordre de 241 Mio EUR. ELIA aurait néanmoins l'obligation de rembourser des exonérations (validées par une autorité compétente à identifier) d'un montant estimé à 62 Mio EUR (12 Mio EUR pour les professionnels GRD et 50 Mio EUR pour les exonérations complémentaires).

En excluant ces « Autres exonérations complémentaires contenues dans le projet d'AGW », le montant total des exonérations qu'ELIA aurait à rembourser s'établirait à environ 52 Mio EUR. Les deux figures qui suivent illustrent ces flux.

Répercussion de la surcharge ELIA liée à l'obligation de rachat des CV - Flux financiers
(exonérations conformément au projet d'arrêté du Gouvernement wallon)



Répercussion de la surcharge ELIA liée à l'obligation de rachat des CV - Flux financiers
(exonérations conformément à l'avis de la CWaPE)

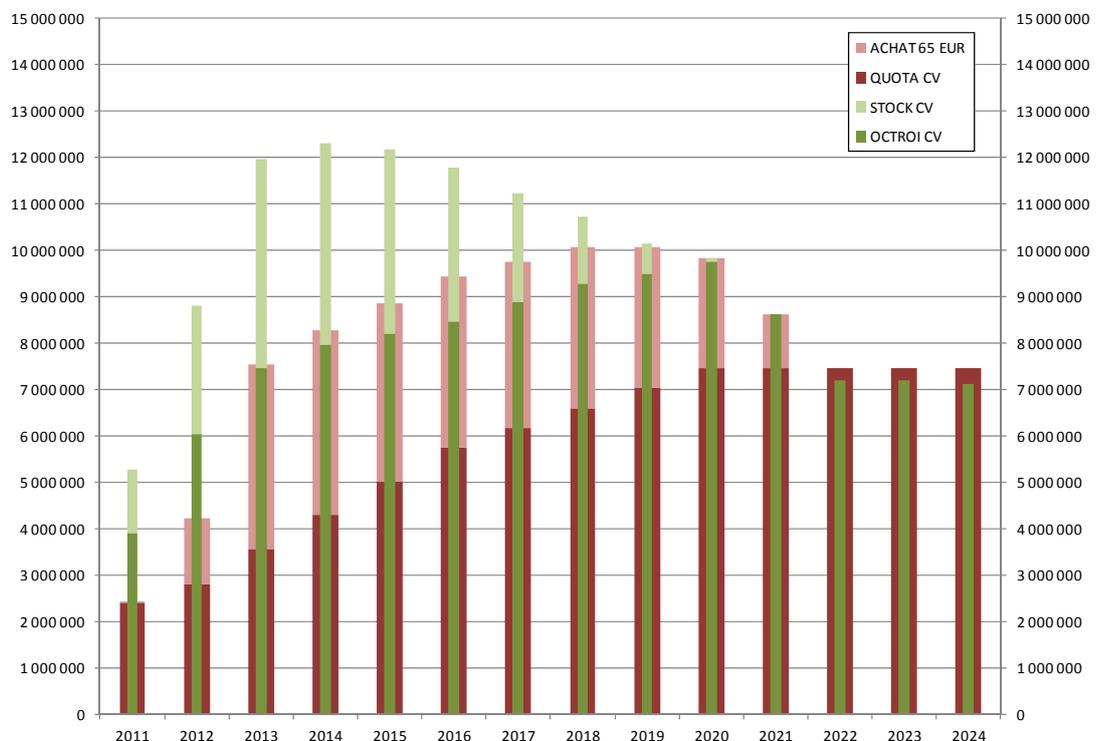


2.4. Perspectives globales

2.4.1. Evolution du marché des certificats verts

En fonction des installations existantes et des projets de nouvelles installations de production d'électricité verte vraisemblables de façon à atteindre les objectifs de 8 TWh de E-SER en 2020, la CWaPE a estimé l'évolution du rapport entre l'offre de certificats verts (CV disponibles : stock + octroi de l'année pour les installations > 10 kW) et la demande (retour de certificats verts lié aux quotas).

L'hypothèse implicite est que tous les octrois de certificats verts issus de la filière Solwatt à partir de 2013 seront dorénavant cédés à ELIA, au prix minimum garanti.

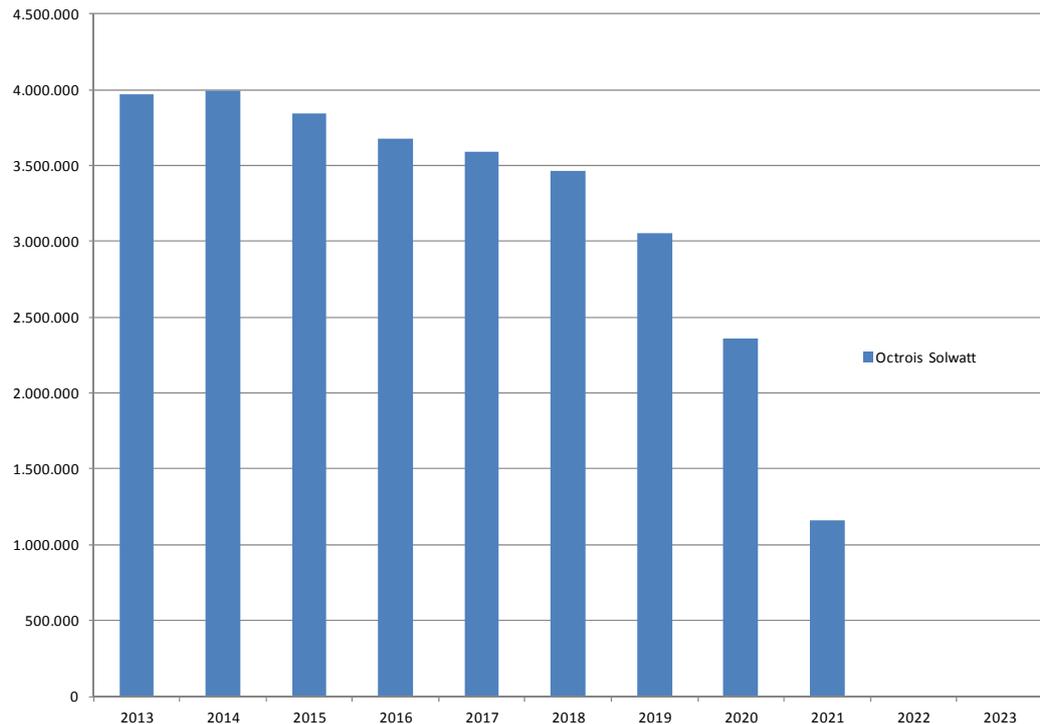


Il apparaît donc que, dans ces conditions, le marché aura complètement absorbé l'actuel excédent en 2020 (stock de CV = 0).

Rien n'empêche bien entendu que certains producteurs > 10 kW ayant obtenu une garantie de rachat ne décident également de céder leurs certificats verts à ELIA. Cela pourrait donc faire varier sensiblement les volumes rachetés par ELIA certaines années, mais faire également de la place dans le marché pour que des certificats verts Solwatt y trouvent acquéreur.

2.4.2. Evolution des quantités rachetées par ELIA

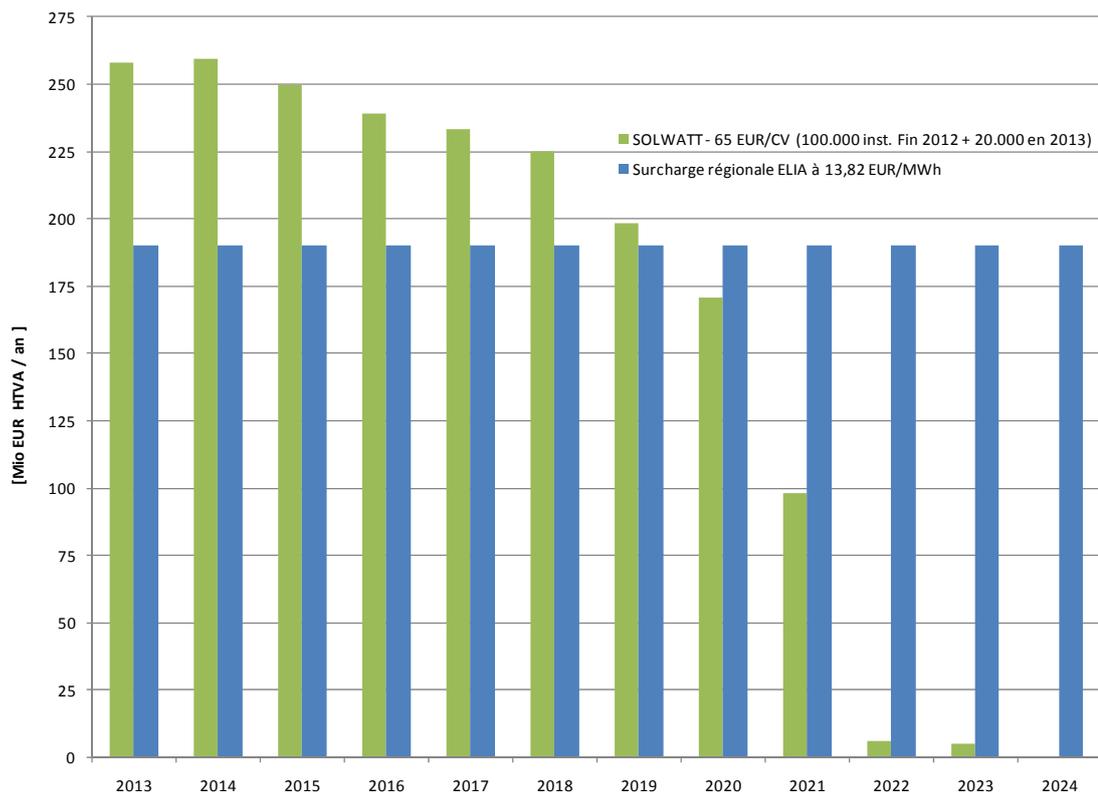
Comme cité ci-avant, l'hypothèse retenue est qu'ELIA rachète (partiellement de façon différée) 100% de certificats verts octroyés sous le régime Solwatt à partir de 2013. Le stock de certificats verts constitué par Solwatt avant 2013 devra, lui, trouver preneur dans le marché puisque l'essentiel de ce stock ne peut plus bénéficier du rachat par ELIA au prix minimum garanti. Le nombre de certificats verts Solwatt octroyés (qui devraient être rachetés, même de façon différée, par ELIA) sont :



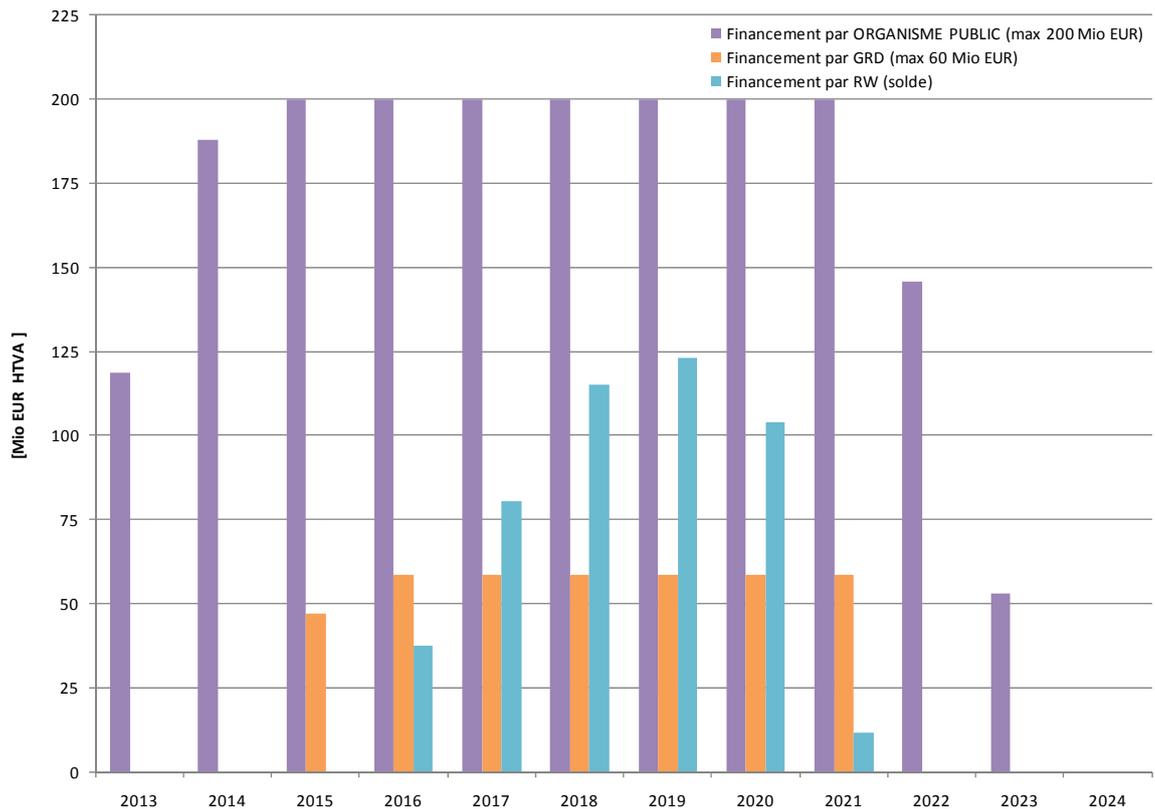
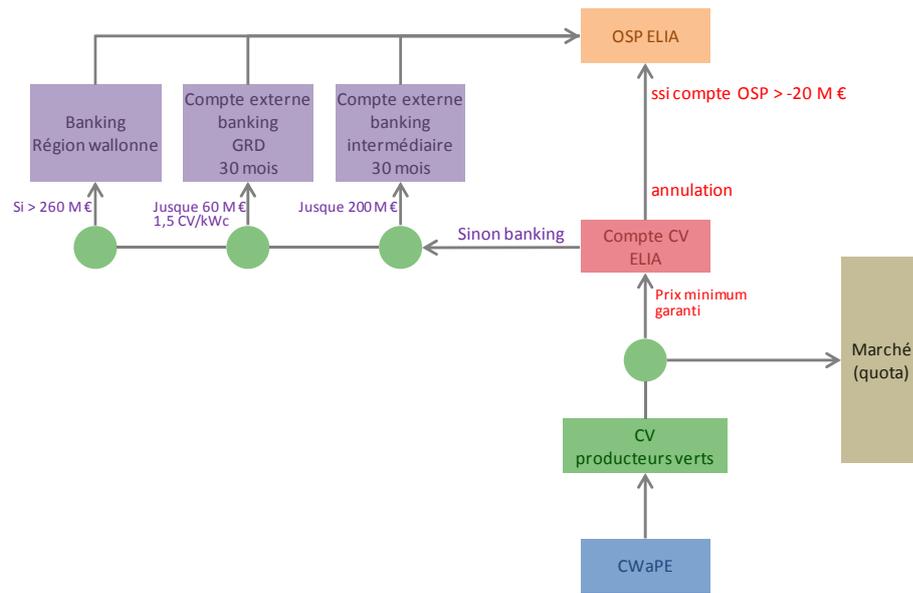
Dans cette simulation, il est pris comme hypothèse que le Gouvernement wallon aura concrétisé son intention de ne plus accorder de certificats verts aux installations Solwatt qui ont plus de 10 ans d'âge. Ce faisant, le Gouvernement respectera, quoique tardivement, la proposition de la CWaPE CD-10k09-CWaPE-306 relative à « des ajustements à opérer en vue d'actualiser certaines valeurs liées à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération » de novembre 2010, qui recommandait un facteur $k = 0$ (voir aussi le volet 2 du présent avis, au point 3).

2.4.3. Estimation des volumes (exprimés en Mio EUR) qui devront être "stockés" provisoirement chez d'autres partenaires pour éviter une augmentation de la surcharge

Le premier graphique montre l'évolution des volumes en considérant que le Gouvernement a suivi le présent avis de la CWaPE, à savoir : recette nette pour ELIA 190 Mio EUR (soit 245 Mio EUR – 55 Mio EUR d'exonération). Les deux figures suivantes montrent le niveau de contribution qui serait demandé aux intermédiaires financiers, tels que proposés dans la décision du Gouvernement wallon.

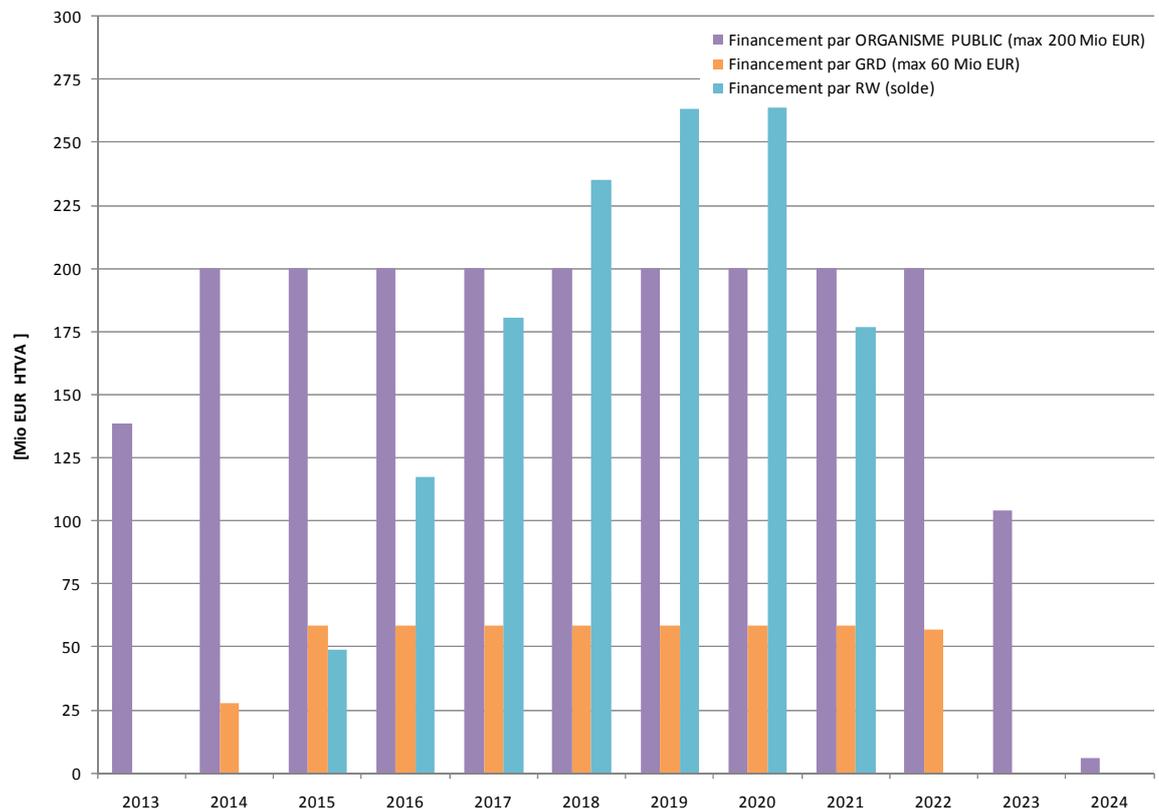
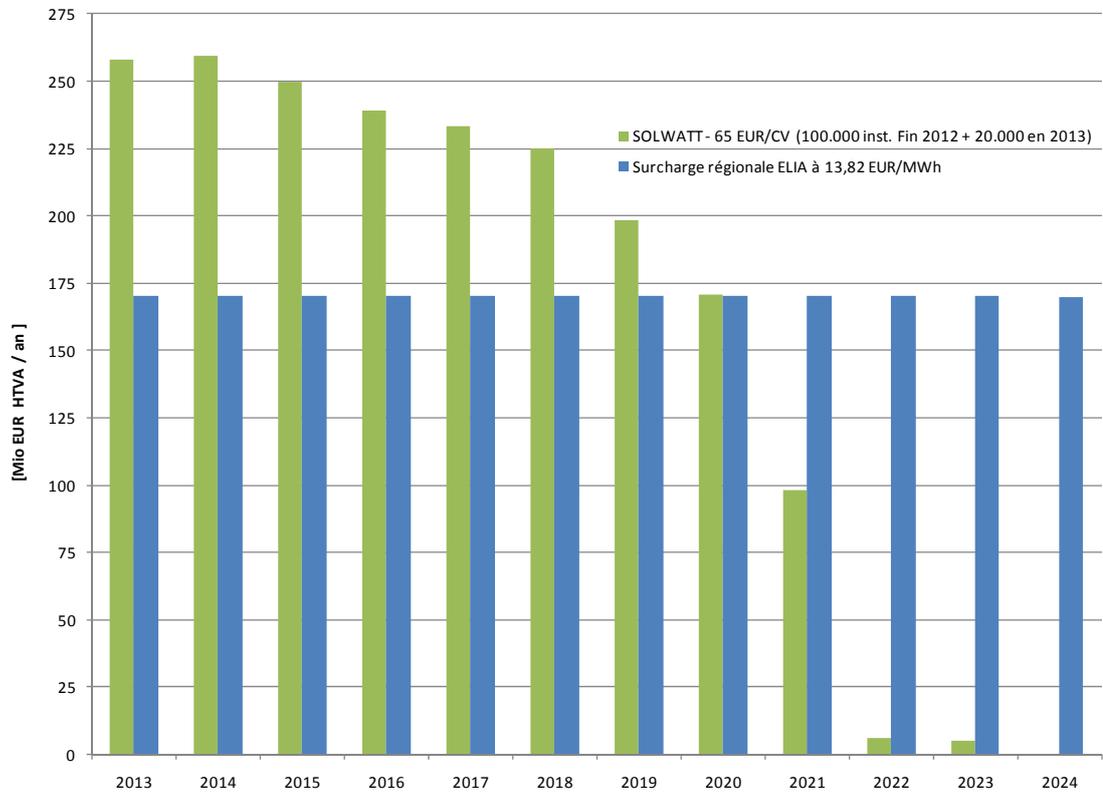


**Obligation de rachat des CV au prix minimum garanti - Flux des certificats verts
Intermédiaires financiers projetés**



La simulation met en évidence qu'avec les hypothèses prises, l'intermédiaire financier atteindrait son plafond (200 Mio EUR) en 2014 et que les GRD atteindraient la leur (60 Mio EUR) l'année suivante. La Région wallonne serait sollicitée ensuite jusqu'à un plafond de 120 Mio EUR en 2019. Au total donc, le banking pourrait atteindre 380 Mio EUR.

Les graphiques ci-après montrent l'évolution des volumes en considérant que le Gouvernement wallon a approuvé tel quel le projet d'AGW (recette nette pour ELIA : $235 - 65 = 170$ Mio EUR). N'est pas estimé cependant le coût de la charge administrative pour pouvoir réaliser et contrôler certaines exonérations jugées particulièrement complexes à implémenter. La charge d'intérêt n'est pas non plus intégrée dans ces estimations.



Il apparaît donc, sur base de ces estimations, que le financement complémentaire temporaire à trouver pourrait s'élever, suivant le niveau d'exonération retenu (celui proposé dans le présent avis de la CWaPE ou celui décrit dans le projet d'arrêté faisant l'objet du présent avis), jusqu'à 380 Mio EUR ou 530 Mio EUR en 2019.

3. Volet 2 : projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération visant la modification du régime du facteur "k" pour les installations Solwatt et à instaurer la date RGIE comme date-pivot pour les installations photovoltaïques > 10 kW

3.1. Contexte

Ce deuxième projet d'arrêté vise la modification du régime du « facteur k » pour les installations « SOLWATT » et à instaurer la date RGIE comme date-pivot pour les installations photovoltaïques de plus de 10 kW.

3.2. Exposé des motifs

Dans l'exposé des motifs, en page 2, la CWaPE relève le paragraphe suivant :

« Que tout en atteignant l'objectif de réduire la bulle des certificats verts, le mécanisme proposé garantit également la rentabilité des installations visées en octroyant pour une période de 10 ans des certificats verts aux producteurs à partir d'installations photovoltaïques d'une puissance nette inférieure à 10 kW dont les modalités d'octroi des certificats verts sont celles applicables jusqu'au 30 novembre 2011 ; »

La CWaPE est d'avis que ce paragraphe gagnerait à être reformulé comme suit :

« Que tout en atteignant l'objectif de réduire la bulle des certificats verts, le mécanisme proposé est destiné à garantir également la rentabilité des installations visées, nonobstant le fait qu'à la suite de l'application d'un nouveau facteur k à proposer par la CWaPE, interviendra un ajustement de la période durant laquelle des certificats verts seront octroyés ~~visées en octroyant pour une période de 10 ans des certificats verts~~ aux producteurs à partir d'installations photovoltaïques d'une puissance nette inférieure à 10 kW dont les modalités d'octroi des certificats verts sont celles applicables jusqu'au 30 novembre 2011. »

Cette durée dépendra en effet du facteur k qui, selon le projet, devra être proposé par la CWaPE au Ministre à moins que le Gouvernement veuille charger le Ministre de se baser sur une proposition déjà émise par la CWaPE (voir *infra* à propos du le facteur « k » de 0% proposé dans la proposition du 10 novembre 2010 relative à « *des ajustements à opérer en vue d'actualiser certaines valeurs liées à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération* »).

3.3. Article 1^{er}

1° La CWaPE considère que la modification de la date pivot pour la détermination du « facteur k » applicable aux installations de production d'électricité à partir de panneaux photovoltaïques d'une puissance nette supérieure à 10 kW, est opportune pour offrir une meilleure sécurité juridique aux investisseurs concernés. A noter qu'à terme, cette modification pourrait utilement intervenir également pour les autres filières, à moins que l'avis CD-12e07-CWaPE 380 concernant « *trois projets de textes légaux modificatifs en vue d'adapter le mécanisme des certificats verts* » du 9 mai 2012, ne débouche sur l'adoption de textes rendant une telle adaptation rapidement obsolète.

2° En ce qui concerne le nouveau § 1^{er} bis en projet, la CWaPE note que le Gouvernement entend modifier le facteur « k » qui prévalait jusqu'au 30 novembre 2011 pour les installations de production d'électricité photovoltaïque d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW. Cette modification contribuerait à diminuer la rentabilité très favorable de ces installations et, partant, à réduire l'impact important de la surcharge qu'ELIA sur les consommateurs. Cette adaptation du facteur « k » pour la période antérieure au 1^{er} décembre 2011 modifierait donc la règle selon laquelle ce facteur « k » est normalement celui en vigueur au moment de la décision d'investir (paiement de l'acompte, conclusion d'un prêt vert...) comme indiqué dans le dernier alinéa de l'article 15 § 1^{er} de l'arrêté. Nous notons que l'auteur du projet, au terme de son analyse, considère que cette modification du facteur « k » qui s'appliquait à des installations déjà commandées (et aujourd'hui placées), est justifiable au regard de l'objectif d'intérêt général poursuivi, des possibilités de dérogation qui sont instituées en faveur de certains producteurs et du principe de proportionnalité. La faculté qu'a ou non le Gouvernement de procéder de la sorte est une question évidemment sensible qui doit s'apprécier au regard du droit administratif et constitutionnel, matières qui dépassent nettement le cadre de la législation régionale en matière d'énergie dont la CWaPE doit assurer le contrôle. La CWaPE s'en réfèrera donc sur ce point à l'avis que rendra la section de législation du Conseil d'Etat.

En ce qui concerne la détermination de ce facteur « k », la CWaPE note qu'elle sera arrêtée par le Ministre, « *sur proposition de la CWaPE* ». La CWaPE rappelle qu'en novembre 2010, soit durant la période qui serait visée par cette modification, elle a déjà remis une proposition CD-10k09-CWaPE-306 relative à « *des ajustements à opérer en vue d'actualiser certaines valeurs liées à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération* ». Dans cette proposition, en page 17, la CWaPE avait recommandé un facteur « k » de 0 % pour les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW. La CWaPE se demande donc si le Gouvernement envisage l'établissement d'une nouvelle proposition de facteur k par la CWaPE ou si la décision du Ministre sera prise sur base de la proposition précitée. L'arrêté gagnerait à être clarifié sur ce point.

3° En ce qui concerne la procédure prévue pour permettre d'obtenir éventuellement le maintien du « facteur k » initial, la CWaPE recommande qu'une habilitation soit donnée au Ministre ou à la CWaPE pour fixer des modalités et des délais de traitement réalistes de ces demandes qui risquent d'être nombreuses et extrêmement lourdes à traiter.

* *
*

Annexes :

1. Compte-rendu de la réunion de concertation « Solwatt » tenue avec les GRD et les fournisseurs le 14 juin 2013
2. Position de la FEBEG du 25 juin 2013 à propos de l'application de la décision du Gouvernement wallon relative aux exonérations partielles sur la surcharge "CV Elia" pour les entreprises dès le 1^{er} janvier 2013

NB : Les annexes reprennent les positions formulées par les gestionnaires de réseau et les fournisseurs. Ces positions ont été prises en considération dans la rédaction du présent avis.



**Concertation « Solwatt »
Compte-rendu de la réunion avec les GRD et les fournisseurs**

Vendredi 14 juin 2013 (14h00-16h00) - CWaPE

Présents

Pour le Cabinet NOLLET : J DECROP
 Pour la CWaPE : F GHIGNY
 O SQUILBIN
 G NAERT
 Pour les fournisseurs : JF TOCK (EDF LUMINUS)
 B PHILIPPART (ELECTRABEL)
 T VAN EYNDE (ENI)
 Pour la FEBEG : V DEBLOCQ
 Pour les gestionnaires : K SAMSON (ELIA)
 J DAMILOT (ELIA)
 A VERSYP (TECTEO)
 C COURCELLE (ORES)
 A-F DEROUBAIX (ORES)
 Pour INTER-REGIES : J GLORIEUX

Compte-rendu synthétique

► **Introduction par J. Decrop (Cabinet NOLLET)**

- La présente réunion ne portera que sur la partie « Solwatt » et non sur la tarification progressive et solidaire.
- Rappel des objectifs du GW :
 - o éviter toute augmentation de la surcharge ELIA pour la maintenir à son niveau actuel de 13,82 euros/MWh appliqué dans le gridfee des GRD ;
 - o mettre en œuvre les exonérations telles que notifiées le 7 février 2013 et confirmées dans l'accord du 30 mai 2013.
- Rappel de la situation des AGW dont la publication est à venir :
 - o Adoption en 2^{ème} lecture de 2 AGW relatifs au régime transitoire ;
 - o Adoption en 1^{ère} lecture de 2 AGW modifiant l'AGW de la PER de 2006 et l'AGW OSP de 2006.
- Exonérations : la hauteur des exonérations a été fixée à :
 - o 80/85/90 % pour les entreprises signataires d'accords de branche selon leur tranche de consommation ;
 - o 50 % pour les entreprises manufacturières non en accord de branche ;
 - o 50 % pour les entreprises correspondant à des codes NACE spécifiques (enseignement, hôpitaux, médico-social, agriculture) ;
 - o 10 % pour les autres entreprises.
- But de la réunion : mise en place de ces exonérations (processus et délais).

► Exposé de F. Ghigny

- Rappel du flux des CV.
- Approche des mécanismes en faisant abstraction des volumes.
- Présentation des pistes de mise en application via les schémas joints en annexe.
- Les chiffres constituent des estimations basées sur des données fournies par l'UWE et sont présentés comme non engageants.
- L'UWE accepte de simplifier les exonérations pour les entreprises en accord de branche prévoyant un taux unique d'exonération de 85 % indépendamment des volumes consommés.

► Remarques et commentaires des participants

- Concernant les flux financiers, les GRD ont compris que le mécanisme fera l'objet d'une évaluation après deux ans et que ce n'est qu'en cas d'insuffisance de liquidité de l'intermédiaire financier que les GRD devront intervenir. La présentation faite par la CWaPE diverge en ce que les GRD seront automatiquement sollicités dès que l'intermédiaire financier est intervenu à hauteur 200 Mio €.
- Si un champ est bien prévu dans les registres d'accès des URD pour préciser le code NACE des URD, cette information ne fait l'objet d'aucune vérification, ni de la part des GR, ni de la part des fournisseurs même lors de la signature de nouveaux contrats ; il est donc difficile de connaître le degré d'exactitude des données encodées ; se pose également la question des mises à jour de cette information.
- Pour lever cette difficulté, on pourrait opter pour une responsabilisation des UR ; l'ayant-droit pourrait se voir imposer l'obligation de remise d'une attestation à son fournisseur afin d'attester de la véracité de son code NACE.
- Actuellement, l'information que constitue le code NACE dans le registre d'accès n'est jamais utilisée à des fins de tarification ou de facturation. Il n'y a donc actuellement aucun processus automatisé lié à cette donnée. Il n'y a pas eu d'étude de faisabilité réalisée.
- Si les exonérations sont liées automatiquement à la facturation, le traitement des rectifications éventuelles devra nécessairement être opéré ex post.
- Les montants de surcharge ELIA répercutés par les GRD à leurs utilisateurs via les fournisseurs varient d'un GRD à un autre, et, au sein de chaque GRD, d'un niveau de tension à l'autre en raison des taux de perte qui divergent d'un GRD à l'autre et d'un plan de tension à l'autre.
- Dans les registres d'accès, la distinction est opérée entre les clients résidentiels et les clients non résidentiels ; si ces derniers correspondent à des clients professionnels, il n'est pas possible d'opérer la distinction entre les entreprises et les autres statuts (indépendants, professions libérales, associations...).
- La notification gouvernementale wallonne lie la mise en œuvre de modalités d'exonération à la mise en parallèle de mécanismes devant en assurer le financement (via des intermédiaires financiers) pour tenter d'éviter une nouvelle augmentation de la surcharge « achat CV à prix minimal garanti ». ELIA constate toutefois que la mise en œuvre de modalité d'exonération se traduit par une approbation de texte réglementaire l'encadrant (de façon insuffisante) alors que les règles devant en assurer le financement ne sont pas encore rédigées/approuvées. L'un ne va pourtant pas sans l'autre et devrait en tout état de cause être régi en parallèle. J. Decrop précise cependant que, s'il n'existe pas encore de texte adopté, un comité d'avocats a été désigné pour préparer un projet et en bétonner les mécanismes tels que notifiés dans l'accord du GW. ELIA pose la question de l'étendue du mandat conféré par le décret électricité actuel pour organiser, via arrêté, le mécanisme d'exonération souhaité et son financement.

- Pour certains GRD, les limites des systèmes informatiques pour les échanges de données pourraient constituer un problème. Le nombre de champs nécessaires pour l'ajout de nouvelles spécifications telles que celle envisagée ('résidentiel/non résidentiel') est limité. Certaines limites ont déjà été atteintes pour la mise en place de la future tarification progressive. L'ajout de critères complémentaires pour les spécificités de calcul des exonérations de clients BT pourrait s'avérer problématique. Les GRD doivent donc encore analyser la faisabilité.
- Pour ELIA, les tarifs d'accès au réseau et les tarifs relatifs aux obligations de service public sont facturés, pour les clients directement raccordés au réseau de transport local, aux signataires des contrats d'accès. Sauf exceptions, les signataires du contrat d'accès ne sont pas les utilisateurs de réseau. ELIA n'a donc généralement pas de relation contractuelle avec les « entreprises », entendues comme utilisateurs de réseau, devant bénéficier des mesures d'exonération prévue par le Gouvernement wallon, furent-elles raccordées sur le GRTL.
- ELIA n'ayant pas de relation contractuelle directe avec les « entreprises » visées par la notification gouvernementale wallonne qu'elles soient raccordées au GRTL ou a fortiori si elles sont raccordées en distribution, un/des autre(s) opérateur(s) risque(nt) de devoir appliquer ces exonérations et se retrouver confronté(s) avec un écart entre les coûts (non exonérés) supportés en amont et les recettes (exonérées) perçues en aval. ELIA estime nécessaire de définir réglementairement les rôles et responsabilités des différents opérateurs dans ce processus d'exonération. Celui-ci devrait prévoir à cet égard une validation indispensable par un organisme indépendant des montants réclamés par les opérateurs ayant pratiqué l'exonération, validation préalable au remboursement, selon des modalités à définir notamment en lien avec les mécanismes de financement, par l'opérateur qui sera désigné à cet effet. La récupération apparaît comme un processus lourd et difficilement contrôlable dans un domaine où les montants financiers en jeu sont conséquents (+/- 35 M €/an).
- Au regard des difficultés soulevées, se pose la question du délai de mise en application de ces mesures ; pour ELIA, et en dehors des éléments nécessaires devant permettre le maintien de la surcharge à son niveau actuel, la mise en œuvre de modalité d'exonération doit au moins être synchronisée avec le mécanisme devant en assurer le financement. Si légalement aucune date impérative ne semble encore arrêtée, une mise en application ASAP est souhaitable. A noter que le GW a prévu la rétroactivité de la mesure au 1^{er} janvier 2013. Aucune des parties autour de la table ne voit comment cette rétroactivité pourra être mise en œuvre.

A la question de la FEBEG quant aux conséquences d'une exonération de 50 % sur tous les clients HT des GRD, le montant supplémentaire estimé serait d'environ 16 M€ ; si cette mesure permettrait de simplifier les processus, le surcoût n'est donc pas anodin.

- Les questions de charges administratives et de charges financières, etc, des différents opérateurs impliqués restent ouvertes.

⇒ CONCLUSIONS

- Dans le processus envisagé pour respecter rigoureusement les termes de l'accord du GW, c'est principalement la complexité du traitement administratif des entreprises raccordées en BT et avec code NACE spécifique qui est la plus problématique. Pour les autres cas, le recours à des mécanismes existants est praticable (type cotisation fédérale) ; toutes autres suscitent des difficultés de mise en œuvre.
- Les exonérations telles que définies par le GW font abstraction des niveaux de tension ; un retour à cette notion permettrait pourtant de faciliter une partie du traitement.
- Les modalités de récupération des montants exonérés par les opérateurs les ayant déduits (fournisseurs et/ou GRD, voire GRTL) doivent être précisées, en particulier le contrôle et la validation des montants à rembourser.
- Des modalités d'exonération indépendantes de la quantité d'énergie prélevée sont unanimement soutenues.
- Il paraît difficile de traiter de manière spécifique les entreprises raccordées en BT sans y assimiler tous les usagers professionnels. Même ainsi, une tarification différenciée entre clients résidentiels et professionnels semble problématique.
- 2 options sont ouvertes :
 - Si le but est de respecter un équilibre global, il est possible d'appliquer, selon le type d'usagers, une exonération minimale à tous mais le traitement des exceptions sera conséquent,
 - Dans la seconde hypothèse, il serait possible de simplifier le processus pour faciliter le traitement des exceptions mais le risque est plus élevé de s'éloigner des termes de l'accord et de l'équilibre global initialement recherché.
- La définition des processus d'exonération ne peut se faire sans procéder en parallèle à la définition de son mode de financement ; il conviendrait dès lors :
 - Soit d'en définir les règles dans le même AGW ;
 - Soit de définir l'exonération et son financement dans le nouveau décret à paraître.

* *
*

Sujet: Application de la décision du Gouvernement wallon relative aux exonérations partielles sur la surcharge 'CV Elia' pour les entreprises dès le 1er janvier 2013 : Position FEPEG
Date: 25 juin 2013
Contact: Vincent Deblocq
Tél: 0032 2 500 85 94
Mail: vincent.deblocq@febeg.be

La présente note a pour objectif de présenter la position des fournisseurs membres de la FEPEG sur la décision du Gouvernement wallon relative aux exonérations partielles de la surcharge 'CV Elia' pour les entreprises, telles que spécifiées dans le projet d'arrêté du Gouvernement wallon modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité, adopté en 1^{ère} lecture le 30.05.2013 par le Gouvernement wallon.

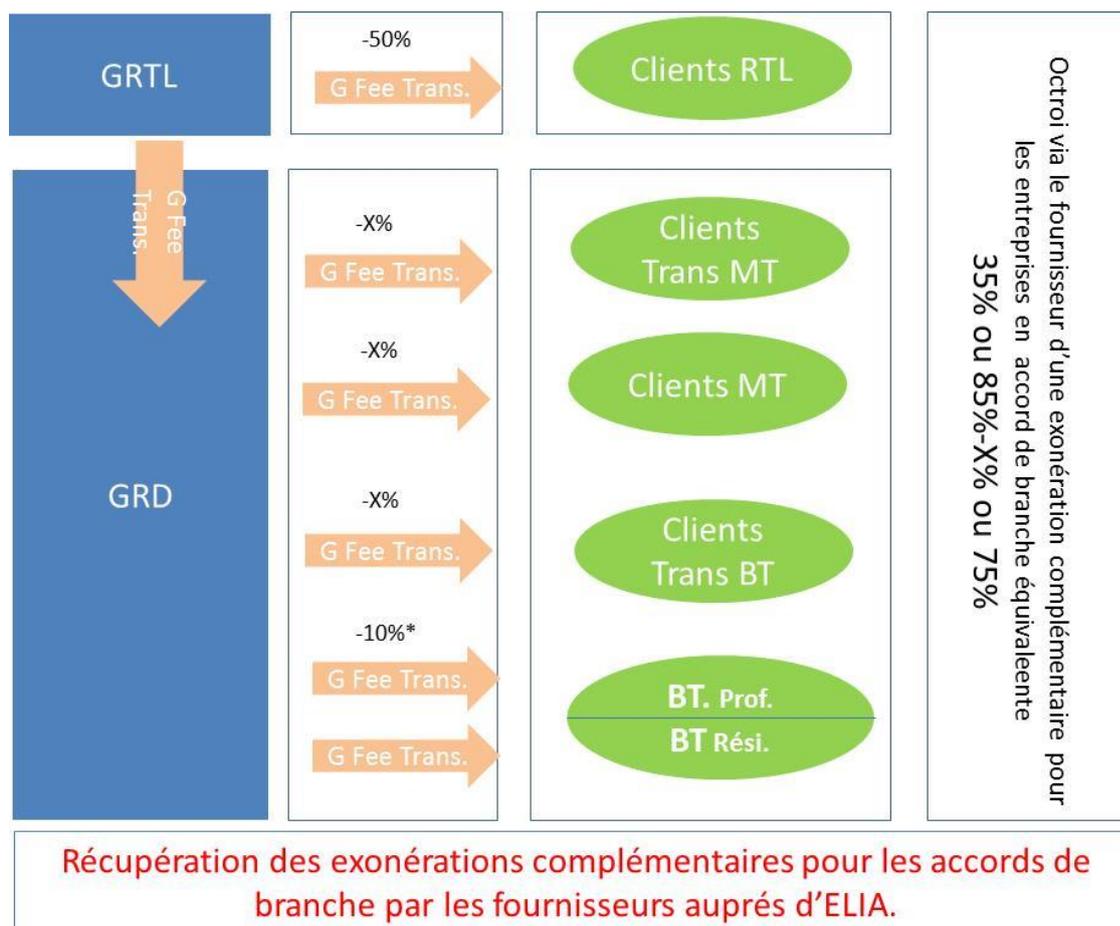
1. Conditions préalables

En matière d'application de l'exonération pour les entreprises, les conditions préalables et contraintes suivantes doivent être prises en compte:

- La solution mise en œuvre doit être la plus simple à mettre en place et ne peut mener à des surcoûts disproportionnés aux regards des avantages octroyés. A cet effet, l'exonération/modulation doit être intégrée **le plus en amont** possible dans le processus de facturation: au niveau des gridfee transmis par les GRTL et GRD (facturation exacte à la source, adaptation unique des systèmes, simplicité administrative,...);
- La mise en œuvre de la solution doit être automatisée. L'application de la décision ne peut mener à une généralisation d'exceptions ;
- La mise en œuvre opérationnelle de l'exonération doit être équilibrée pour l'ensemble des parties prenantes. L'application de cette décision politique ne peut reposer en tout ou en partie sur un seul type d'acteurs ;
- Toute exonération octroyée par le fournisseur doit être récupérée suivant une procédure transparente, rapide et efficace. Le préfinancement doit être limité pour le fournisseur;
- L'exonération doit avoir pour objectif de préserver la compétitivité des entreprises soumis à concurrence. L'octroi d'avantages à certaines catégories de clients ne peut mener à des coûts disproportionnés pour les acteurs ;
- La définition du mode de récupération des exonérations ne peut se faire sans procéder à la définition, préalable ou en parallèle, du mode de financement de ces exonérations.
- La mise en œuvre doit faire l'objet d'accords entre GRTL/GRD/Fournisseurs.

Il ressort dès lors, qu'une application de l'exonération par plan de tension avec prise en compte du caractère « accord de branche ou non accord de branche » s'avère être l'alternative la plus rapide, la plus efficace et la plus équilibrée afin de répondre aux exigences et contraintes de l'ensemble des parties prenantes.

2. Proposition FEBEG



*Sous réserve de faisabilité technique.

2.1 Niveaux de « haute tension »

- Le Gouvernement wallon fixe des taux d'exonération pour les niveaux « haute tension » dépendant du GRD (Trans BT, MT, Trans MT). Ces exonérations sont directement répercutées dans le tarif des GRD. Ces différents taux peuvent être fixés selon une analyse des entreprises présentes sur les différents niveaux et dans la limite d'un montant d'exonération total à respecter. Les entreprises directement reliées sur ces différents niveaux « haute tension GRD » se voient donc automatiquement octroyer les exonérations fixées.
- Une exonération de 50% est réalisée automatiquement dans le tarif du GRTL pour les entreprises qui sont directement reliées à ce dernier. Les entreprises reliées directement sur le réseau de transport local se voient donc automatiquement octroyer une exonération de 50%.

- Les fournisseurs appliquent une exonération complémentaire pour les entreprises accords de branche. Cette exonération complémentaire correspond à la différence entre l'exonération pour les entreprises en accord de branche (85%) et l'exonération directement octroyée via le tarif du plan de tension (X), soit :

Réseau GRTL : 35%

Réseau Trans BT : 85%-X%

Réseau MT : 85%-X%

Réseau Trans MT : 85%-X%

Réseau BT (Prof) : 75%

2.2 Niveaux « basse tension »

L'octroi d'une exonération aux clients professionnels en basse tension nécessiterait une différenciation des tarifs au niveau de la basse tension entre points considérés comme résidentiels et points considérés comme professionnels (non résidentiels). **Cette différenciation n'existe actuellement pas** et devrait donc être implémentée dans les systèmes des GRD et des fournisseurs, et ce, à condition que ce soit techniquement faisable. Sous réserve de faisabilité technique donc, des délais conséquents et des frais complémentaires sont donc à prévoir pour la mise en œuvre d'une telle différenciation.

Dans le cas où, pour des contraintes techniques, un dédoublement des tarifs ne pourrait être exercé pour le niveau basse tension, soit une exonération pourrait être accordée pour tous les clients basse tension (résidentiels et professionnels) soit une exonération plus importante pourrait être attribuée aux autres niveaux de tension.

Dans le cas où les implémentations s'avèrent réalisables, un taux d'exonération de 10% pourrait être intégré par les GRD dans le tarif non résidentiel de sorte que les points considérés comme non résidentiels se verraient octroyer une exonération automatique de 10%.

2.3 Mode de récupération

Les fournisseurs procèdent à la récupération de l'ensemble de leurs coûts auprès d'Elia pour les exonérations complémentaires octroyées aux entreprises accords de branche.

Cette procédure doit être :

- Transparente ;
- Simple ;
- Strictement encadrée tant au niveau financier qu'au niveau des délais ;
- Rapide ;
- Ne peut mener à des surcoûts pour le fournisseur.
