

**Concertation portant sur la mise en œuvre de l'AGW du 10.11.2016 relatif  
à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre  
de la compensation financière**

Réunion du 10 mai 2017 à 9h30 - Compte-rendu

- **Ordre du jour**

1. Approbation du procès-verbal de la réunion de concertation du 19 avril 2017
2. Présentation des acteurs de marché et des gestionnaires de réseaux sur les composantes A et C de la compensation financière
3. Présentation de la CWaPE sur la composante B de la compensation financière
4. Conditions associées à l'obligation d'installer un RTU
5. Modalités de calcul de l'analyse coût-bénéfice et valeurs de référence/par défaut : synthèse
6. Conclusion et suite des travaux

- **Liste des participants**

Organisme	Nom	Prénom
DGO4	<i>Conformément à la loi relative à la protection de la vie privée à l'égard des traitements de données à caractère personnel du 8 décembre 1992, le nom des participants est volontairement dissimulé.</i>	
Edora		
EDF Luminus		
Engie		
ORES		
RESA		
Elia		
CWaPE		

- **Annexes**

Présentations de - Synergrid : « Proposition méthodologique et processus ex post et temps réel TFLEX »

- la CWaPE : « Evaluation de la compensation financière »

« Synthèse: méthode de calcul de l'analyse coût-bénéfice - valeurs de référence/par défaut »

- **Compte-rendu**

## **1. Approbation du compte-rendu de la réunion de concertation du 19 avril 2017**

Le compte-rendu de la réunion du 19 avril 2017 n'a fait l'objet d'aucune remarque.

## **2. Présentation des acteurs de marché et des gestionnaires de réseaux sur les composantes A et C de la compensation financière**

### **2.1. Calcul du volume d'énergie non produit**

Synergrid débute sa présentation en faisant part de ses réflexions relatives au calcul du volume d'énergie non produit.

#### *Filières photovoltaïque et éolienne*

En ce qui concerne les filières photovoltaïque et éolienne, Synergrid propose de calculer le volume d'énergie non produit sur base d'un profil de référence individuel établi comme suit :

$$\text{Profil de référence individuel}_{E_{\text{éolien,PV}}} = \frac{\text{Profil ELIA}}{\text{Puissance wallonne}} * \text{Puissance installée individuelle} * k$$

Cette formule recourt au profil wallon dit « *measured* » disponible sur le site d'Elia ([www.elia.be](http://www.elia.be)). Pour ce qui est de l'éolien, Synergrid examine également la possibilité de recourir à des données de comptage (si celles-ci sont disponibles) plutôt qu'à des données mesurées. Le dispositif permettant d'appliquer cette solution n'existe toutefois pas encore.

Le facteur de qualité k fait l'objet d'un échange de vues, suite auquel il est convenu que, pour une nouvelle installation :

- durant le 1<sup>er</sup> mois de production suivant la mise en service, k=1 ;
- k est ensuite actualisé dès la 1<sup>ière</sup> activation qui suit le 1<sup>er</sup> mois de production ;
- la valeur actualisée de k est conservée durant une année ;
- ensuite, application d'un régime annuel.

Il est également convenu de laisser la possibilité au producteur de faire valoir ses arguments au gestionnaire de réseau pour justifier une éventuelle nouvelle actualisation, lorsque la valeur k n'est pas représentative. Le gestionnaire de réseau actualisera la valeur k si cela se justifie.

#### *Filières dites « prévisibles »*

En ce qui concerne les filières dites prévisibles (CHP, biomasse, ...), Synergrid propose d'établir le volume d'énergie non produit sur base de la production réelle du quart-heure précédant la consigne. Cette solution est préconisée pour les cas où la durée de la consigne est inférieure à 4h. Pour les cas où cette durée est supérieure à ce délai, Synergrid estime que le calcul du volume d'énergie non produite devrait faire l'objet d'une concertation avec le producteur et la CWaPE.

### *Utilisation du RTU pour le calcul du volume d'énergie non produite*

Synergrid précise que le RTU ne serait pas parfaitement adapté au calcul du volume d'énergie non produit et pourrait être source d'imprécision, notamment pour examiner l'influence de l'autoproduction dans le respect de la consigne.

La CWaPE s'en étonne tant les discussions menées dans le cadre de la préparation de l'arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 semblaient avoir permis de clarifier cette question. La CWaPE s'interroge également sur la faisabilité pour un RTU de fixer des contraintes sur deux types d'installation.

Synergrid rappelle toutefois que :

- la contrainte pèse sur l'injection ;
- le producteur procède comme il le souhaite (diminution de production ou augmentation de l'autoconsommation) pour respecter la consigne ;
- si le gestionnaire de réseau constate que la contrainte n'est pas respectée, il imposera une consigne sur la production.

Les fournisseurs doutent du fait qu'un industriel soit réellement en mesure de jouer sur l'autoconsommation en vue de respecter une consigne. En général, le processus industriel et l'unité de production sont gérés par des entités juridiques séparées. En outre, s'agissant des unités de cogénération, c'est la production d'électricité qui dépend de la production de chaleur, et non l'inverse.

Synergrid estime que dans un premier temps, le gestionnaire de réseau travaillera avec le RTU et le profil de production. Si cette méthode s'avère insuffisante en termes de précision, alors une autre solution devra être trouvée.

Il est demandé à Synergrid de prévoir pour la prochaine réunion une présentation spécifique sur ce point.

### 2.2. Composante A

Synergrid propose de valoriser, au titre de prix de la commodité, l'énergie non produite :

- au prix de déséquilibre lorsque la consigne est imposée en intraday ;
- au prix day-ahead lorsque la consigne est communiquée la veille au plus tard.

Cette proposition, qui n'exige pas que les gestionnaires de réseaux connaissent le prix contractuel de la commodité, suppose néanmoins que les contrats associant les producteurs et les fournisseurs/responsables d'équilibre soient adaptés pour permettre que des flux financiers puissent s'effectuer entre ces deux acteurs, dans les deux directions, en cas de différence entre le prix de déséquilibre et le prix contractuel de l'énergie. La nécessité de prévoir un contrat additionnel de flexibilité entre le producteur et le fournisseur/BRP est également discutée. Dans cette hypothèse, le risque associé au prix de déséquilibre sera supporté par le gestionnaire de réseau.

Ce point n'est pas clôturé. Il sera à nouveau discuté lors d'une réunion de concertation ultérieure.

### 2.3. Composante C

Dans le cadre des coûts évités, les gestionnaires de réseau suggèrent de prendre en compte les tarifs d'injection évités et, le cas échéant, les coûts de carburant évités.

La CWaPE rappelle qu'elle n'est pas favorable à intégrer les coûts de carburant car cela complexifierait le modèle. En outre, il n'est à priori pas établi qu'il y ait effectivement une possibilité d'évitement.

Ce point sera discuté à l'occasion d'une réunion ultérieure.

### **3. Présentation de la CWaPE sur la composante B de la compensation financière**

La CWaPE présente ses réflexions au sujet de la valorisation, au titre de soutien à la production, du volume d'énergie non produit.

La formule générale du soutien à la production d'électricité verte est la suivante :

$$B = E_{NP} * k_{ECO} * k_{CO_2} * \rho * P_{CV} + E_{NI} * P_{LGO}$$

Avec

$E_{NP}$  = volume d'énergie non produit ;

$k_{ECO}$  = coefficient établi pour toute la durée de vie du site de production ;

$k_{CO_2}$  = coefficient établi tous les trimestres pour les filières avec combustibles

$\rho$  = actualisé tous les 3 ans ;

$P_{CV}$  = prix du certificat vert ;

$E_{NI}$  = volume d'énergie non injecté ;

$P_{LGO}$  = prix de la garantie d'origine.

S'agissant de  $P_{CV}$ , il est proposé d'utiliser le prix contractuel si celui-ci est disponible. Dans le cas contraire, la CWaPE vérifiera si le prix minimum garanti a été activé au cours des deux trimestres précédents. Dans la positive, le prix minimum garanti sera appliqué. Dans le cas contraire, il est alors proposé d'utiliser un prix moyen de marché.

S'agissant de  $P_{LGO}$ , il est proposé d'appliquer le prix contractuel du label de garantie d'origine. Si le contrat de vente concerne une vente combinée de certificats verts et de garanties d'origine, alors le prix appliqué sera nul. Sinon, le prix contractuel sera utilisé. En l'absence de contrat, il est proposé de recourir à un prix moyen de marché.

Après échange de vues, il est convenu que les contrats de vente des certificats verts et, le cas échéant, des labels de garantie d'origine soient transmis à la CWaPE.

La CWaPE communiquera, sur demande du gestionnaire de réseau, les informations nécessaires à la compensation financière liée au soutien à la production d'électricité verte. S'agissant du  $k_{CO_2}$ , il y aura toutefois lieu de tenir compte des délais de traitement des déclarations d'octroi.

#### 4. Conditions associées à l'obligation d'installer un RTU

Faute de temps, ce point sera traité à l'occasion d'une réunion ultérieure.

#### 5. Modalités de calcul de l'analyse coût-bénéfice et valeurs de référence/par défaut : synthèse

La CWaPE expose l'état de ses réflexions suite aux deux précédentes réunions de concertation.

5.1. Comme annoncé lors de la 1<sup>ière</sup> réunion de concertation, la CWaPE estime que la formule générale du numérateur reprise dans sa proposition initiale doit être adaptée comme suit :

$$\text{Numérateur} = \sum_{k=1}^m [(\delta_{1_k} * \delta_{2_k}) * [(C_{I,brut_{k_{PA}}} - S_{k_{PA}}) - (C_{I,brut_{k_{SR}}} - S_{k_{SR}})] - (R_{S_{k_{PA}}} - R_{S_{k_{SR}}})]$$

5.2. Suite aux observations des gestionnaires de réseaux, la CWaPE est favorable à revoir la formule générale du dénominateur.

La proposition de gestionnaires de réseaux est la suivante :

$$\text{Dénominateur} = \text{Energie coupée}_{SR} - \text{Energie coupée}_{PA}$$

où

$$\text{Energie coupée}_{SR} = E_{mod_{SR}} * (1 - \tau_{SR})$$

$$\text{Energie coupée}_{PA} = E_{mod_{PA}} * (1 - \tau_{PA})$$

La CWaPE estime que la proposition des gestionnaires de réseaux permet de mieux refléter la production supplémentaire associée à un projet d'adaptation du réseau. La CWaPE constate toutefois qu'une faiblesse de cette proposition est que celle-ci repose sur l'hypothèse que le producteur investira dans son outil de production même si le projet d'adaptation du réseau est jugé non économiquement justifié. La CWaPE estime que cette hypothèse peut, dans certains cas, être irréaliste. La production supplémentaire associée au projet d'adaptation du réseau devrait alors porter sur l'intégralité de la production attendue suite à la réalisation des investissements réseaux pris en compte.

La CWaPE examinera comment la méthode de travail peut être adaptée pour permettre, dans certains cas, de pouvoir lever cette hypothèse.

5.3. La CWaPE estime que les *case studies* présentés par les gestionnaires de réseaux font peser un doute sur l'adéquation de la valeur initiale proposée pour le coût d'investissement unitaire de référence ( $C_{i,ref} = 3,26$  EUR/MWh).

Afin d'affiner cette valeur, la CWaPE demande aux gestionnaires de réseaux d'examiner, pour la prochaine réunion de concertation, leurs hypothèses concernant la part de production d'électricité verte ne nécessitant pas d'investissement réseau prises dans leurs estimations des coûts d'investissement nécessaires en vue de l'atteinte des objectifs wallons en matière d'électricité verte.

5.4. La valeur par défaut pour  $\delta_1$  proposée lors de la 1<sup>ière</sup> réunion de concertation est maintenue :

$$\delta_1 = \text{MIN} \left[ 1; \frac{DV_S + \beta * (DV_I - DV_S)}{DV_I} \right]$$

avec  $\beta = 0,2$ .

5.5. Comme annoncé lors de la 1<sup>ière</sup> réunion de concertation, la CWaPE exprime sa préférence pour attribuer à  $\delta_2$  une valeur par défaut égale à :

$$\delta_2 = \frac{K_d (= K_p + K_f)}{K_{I_{réseau}}}$$

Une telle valeur par défaut permet en effet de faire peser la charge de la preuve sur les acteurs qui disposent des meilleures informations, à savoir les gestionnaires de réseaux.

## 6. Conclusion et suite des travaux

La CWaPE fait le point sur les discussions et rappelle les points prévus à l'agenda de la réunion suivante fixée au 7 juin 2017.

Les participants sont invités à formuler leurs remarques sur la présentation effectuée ce jour par Synergrid.

Date et heure	Ordre du jour pressenti
Mercredi 7 juin 2017 à 09h30	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Clarification des gestionnaires de réseaux sur le fonctionnement du RTU et sur les données disponibles (production, injection) ;</li> <li>- Typologie des coûts d'investissements réseau (en vue de l'estimation du <math>C_{I,ref}</math>) (gestionnaires de réseaux)</li> <li>- Calcul des composantes A (et C) : positions des producteurs sur les propositions des gestionnaires de réseaux</li> <li>- Conditions associées à l'obligation d'installer un RTU (logigramme)</li> <li>- Publication de la CWaPE (8.06.2017)</li> </ul>

Ces réunions de concertation pourront, le cas échéant, être complétées de réunions bilatérales.