



---

**COMMISSION WALLONNE POUR L'ÉNERGIE**

**AVIS**

CD-14d17-CWaPE-1002

*sur*

*‘deux mesures prises par le Gouvernement wallon  
dans le cadre de la réforme  
du mécanisme des certificats verts,  
portant respectivement  
sur les centrales de pompage/turbinage  
et sur les partenariats industriel/électricien  
pour les projets d'autoproduction d'électricité verte’*

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

*Le 15 avril 2014*

---

**Avis de la CWaPE sur deux mesures prises par le Gouvernement wallon  
dans le cadre de la réforme du mécanisme des certificats verts, portant respectivement  
sur les centrales de pompage/turbinage  
et sur les partenariats industriel/électricien pour les projets d'autoproduction d'électricité verte**

---

**1. Objet**

La CWaPE a reçu, par courrier du Ministre de l'Énergie du 30 janvier 2014, une demande d'évaluation de l'impact de deux mesures prises par le Gouvernement wallon. Cette demande fait suite à l'adoption en deuxième lecture, le 12 décembre 2013, d'un 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. Le projet d'arrêté modificatif adopté vise à réformer le mécanisme de certificats verts.

**2. Volet 1 - Centrales de pompage/turbinage**

Dans ses avis rendus en date du 20 avril 2011 (CD-11d26-CWaPE-325) et du 9 mai 2012 (CD-12e07-CWaPE-380), la CWaPE notait que « *Sur base de la législation en vigueur (AGW-PEV), les consommations propres des fournisseurs ne sont pas soumises à quota de certificats verts. La CWaPE constate que cette exonération n'est pas appliquée aux GRDs. Ceux-ci sont en effet soumis à quota de certificats verts sur base de l'électricité consommée pour leur usage propre et, le cas échéant, sur base de l'électricité fournie aux clients finals alimentés par ceux-ci. Par ailleurs, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008, le législateur impose aux autoproducteurs qui souhaitent utiliser les réseaux de transport, transport local et/ou de distribution en vue d'alimenter en électricité leurs autres sièges ou établissements situés en Région wallonne de détenir une licence de fourniture limitée à cette fin. Ces consommations d'électricité relatives à ces fournitures sont soumises à quota de certificats verts.*

*Par conséquent, par souci de cohérence, la CWaPE estime nécessaire de soumettre les consommations propres des fournisseurs à quota de certificats verts. Par consommation propre, on entend l'électricité prélevée sur le réseau destinée à l'alimentation des bâtiments des fournisseurs, au fonctionnement des auxiliaires de leurs centrales de production ou encore les pertes de leurs installations de stockage. »*

La demande d'avis du Ministre de l'Énergie porte sur la récente décision du Gouvernement wallon d'inclure les consommations propres des fournisseurs dans le retour quotas, et vise plus spécifiquement la réalisation d'une évaluation du caractère soutenable d'une telle disposition au regard de la rentabilité pour les centrales de pompage/turbinage (Coo et Plate-Taille), étant entendu qu'en ce qui les concerne, il y a lieu de s'assurer que la disposition ne visera que la différence entre le pompage et le turbinage.

### 2.1. L'assiette : la différence entre le pompage et le turbinage

La CWaPE estime que l'imposition d'un quota sur l'énergie brute prélevée aurait pour effet de pénaliser indûment les activités de stockage/turbinage puisque, outre le quota portant sur le prélèvement (mode pompage), l'énergie injectée (mode turbinage) se verrait également sujette à l'imposition d'un quota via la fourniture.

Comme précisé dans les deux avis précités, la CWaPE estime dès lors justifié, pour le retour quotas appliqué à de telles centrales, de ne prendre en compte que la différence entre le prélèvement et l'injection.

### 2.2. Caractéristiques des centrales de Coo et de Plate-Taille

La puissance des centrales de pompage/turbinage de Coo et de Plate-Taille sont les suivantes :

	Coo	Plate-Taille
Puissance turbinage	1164 MW	135 MW

La CWaPE note que, à la différence de la centrale de Coo, la centrale de Plate-Taille, dont la concession a récemment été octroyée à la société Lampiris S.A. pour une durée renouvelable de deux années, a d'autres vocations que la seule production d'énergie, en particulier :

- la gestion de l'étiage de la Sambre (été) ;
- la gestion des crues de l'Eau d'Heure (hiver).

En outre, la centrale de Plate-Taille doit tenir compte de contraintes liées aux activités de loisir et touristiques sur les lacs de la Plate-Taille et de l'Eau d'Heure.

La CWaPE estime que ces activités complémentaires constituent des contraintes qui n'affectent que de manière limitée les activités hydroélectriques de la centrale et ne sont pas de nature à justifier un traitement différencié par rapport à la centrale de Coo.

### 2.3. Volume de certificats verts considérés et coût de la mesure au MWh injecté

La CWaPE a estimé l'impact de l'imposition d'un quota sur le volume de certificats verts concernés par le retour quotas, ainsi que sur le coût au MWh injecté.

Dans son estimation du coût au MWh injecté de la mesure, la CWaPE a examiné plusieurs scénarii :

- des rendements de 75% et de 70% pour les unités de pompage/turbinage correspondant respectivement aux rendements tels qu'issus des données de production/consommation reprises dans le bilan énergétique de la Wallonie 2012<sup>1</sup> et de l'étude (F)130530-CDC-1247 de la CREG<sup>2</sup> ;
- les cas où les certificats verts s'échangent à 75 EUR (soit le montant de l'amende prévu dans le projet d'arrêté du gouvernement wallon à partir de 2016 par certificat vert manquant) et à 65 EUR.

L'analyse du volume supplémentaire de certificats wallons susceptibles de faire l'objet d'un retour quotas par les centrales de pompage/turbinage suite à la mise en œuvre de la mesure visée a été établie en prenant en considération les données de production et de consommation du bilan énergétique de la Wallonie 2012.

La figure ci-dessous, qui repose sur l'hypothèse d'une augmentation linéaire du quota sur la période 2016-2020, tend à montrer que, en fonction du rendement de la centrale de pompage/turbinage et du prix du certificat vert, le coût de la mesure en termes de MWh injecté est susceptible de varier d'une fourchette allant de 4,94 EUR/MWh à 7,43 EUR/MWh en 2014 à une fourchette allant de 8,10 à 12,18 EUR/MWh en 2020.

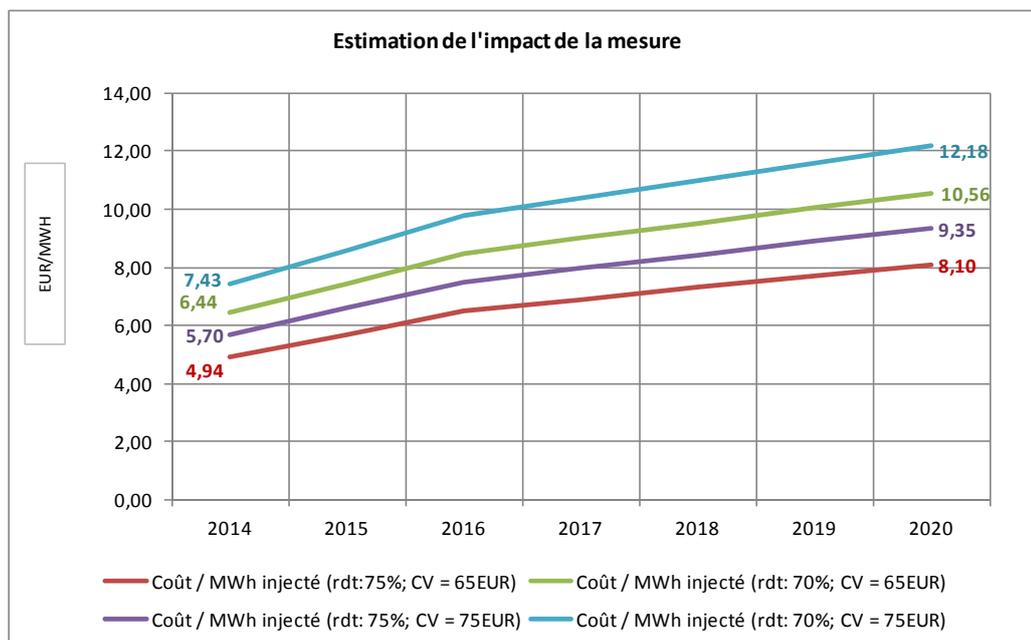


Figure 1 : Estimation de l'impact de la mesure sur le coût moyen de production

Le volume supplémentaire de certificats verts concernés par le retour quotas des centrales de pompage/turbinage évoluerait de presque 100.000 certificats verts en 2014 (en supposant un impact immédiat de la mesure) à plus de 160.000 certificats verts en 2020.

<sup>1</sup> SPW, DG04, Bilan énergétique de la Wallonie 2012, janvier 2014.

<sup>2</sup> CREG, Etude (F)130530-CDC-1247 relative aux "fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge pour l'électricité - rapport de surveillance 2012", mai 2013.

## 2.4. Evaluation de la soutenabilité de la mesure

La CWaPE relève que la CREG, dans son étude (F)130530-CDC-1247 relative aux "fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge pour l'électricité - rapport de surveillance 2012", estime en prenant l'hypothèse d'un rendement de 70%, que « la centrale est rentable si le prix de vente de l'électricité produite est 42 % supérieur au prix d'achat du pompage de l'eau ». Dans cette étude, la CREG en déduit que « l'importance de la marge réalisée par la centrale est alors déterminée par la différence absolue entre le prix de pointe et le prix de périodes creuses ».

Sur la base de ces considérations, en se reposant sur l'évolution des prix Belpex Day-Ahead, la CREG a pu établir la figure suivante qui reflète, d'une part, l'évolution du nombre de jours par an exprimé en pourcentage pendant lesquels la condition d'une marge positive est respectée et, d'autre part, la marge effective estimée de la centrale de pompage par MW installé.

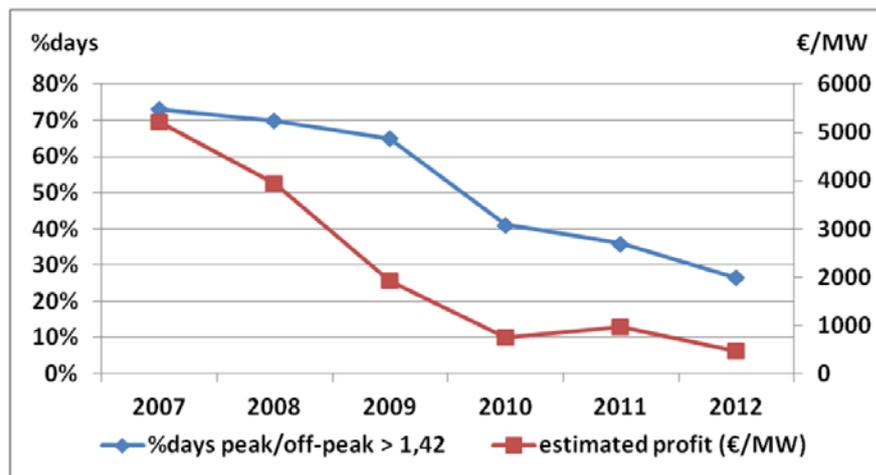


Figure 2 : Estimation de l'évolution de la marge par MW de centrale de pompage installée par la CREG (étude 1247)

(Source : CREG)

Or, la CWaPE constate que les données statistiques relatives à l'activité des centrales de pompage/turbinage en Région wallonne ne sont pas de nature à corroborer cette analyse. En effet, la figure suivante illustre une évolution stable entre 2000 à 2012 de l'activité de pompage/turbinage en Région wallonne.

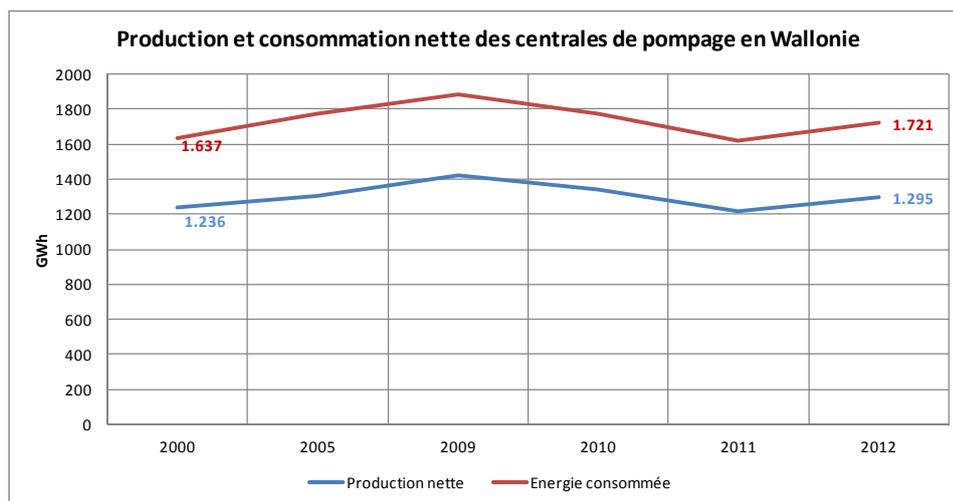


Figure 3 : Production et consommation nette des centrales de pompage en Wallonie

(Source : SPW - DG04)

D'une part, la CWaPE relève que l'analyse de la CREG ne prend pas en considération une série de coûts supplémentaires au rang desquels figurent par exemple les tarifs d'utilisation du réseau de transport, la cotisation fédérale, etc. La CWaPE constate d'ailleurs à ce sujet que, à la différence de la proposition du gouvernement wallon d'inclure les consommations propres des fournisseurs dans le retour quotas sur base de la différence entre le prélèvement et l'injection, l'assiette définie pour ces coûts supplémentaires, notamment en ce qui concerne la cotisation fédérale et les tarifs pour obligation de service public pour le financement de certaines activités liées au déploiement de l'éolien offshore, porte sur les prélèvement et injection brutes. Toutes autres choses étant égales par ailleurs, ces coûts devraient donc être de nature à impacter davantage les activités de pompage/turbinage que ne le ferait l'imposition du quota certificat vert. La CWaPE note toutefois que l'autorité fédérale a limité cet effet en accordant à ces centrales le bénéfice de la dégressivité et du plafonnement de la cotisation fédérale et de la surcharge offshore.

D'autre part, la CWaPE reconnaît que le spread de prix peak/off peak sur le marché day-ahead fournit un indicateur satisfaisant du mode de fonctionnement historique de ces unités. Toutefois, vu les conditions de marché changeantes, en particulier en raison de l'intégration progressive d'unités de production d'énergie intermittentes, la CWaPE est d'avis que la volatilité des prix en période peak/off peak n'est plus forcément représentative de la volatilité réelle du/des marché(s), et ne peut refléter que de manière très partielle le régime réel d'optimisation d'un portefeuille d'un fournisseur que les caractéristiques flexibles de ce type d'unités permet.

Compte tenu des caractéristiques actuelles du marché, la CWaPE estime que les besoins en flexibilité se manifestent de moins en moins selon un régime peak/off peak en day-ahead. La valeur de référence d'un actif flexible comme une centrale de pompage-turbinage devrait de plus en plus être liée au risque d'exposition d'un fournisseur/ARP vis-à-vis des tarifs de déséquilibre, voire le cas échéant, liée aux opportunités offertes sur les marchés intraday et de déséquilibre.

Comme le confirme le récent rapport inter-régulateurs adressé aux quatre ministres de l'énergie sur la gestion active de la demande<sup>3</sup>, la CWaPE partage avec les autres régulateurs (la CREG, le VREG et Brugel) l'opinion selon laquelle les besoins de flexibilité sont de nature à renforcer la volatilité du marché, et en particulier des prix de déséquilibre. Or, si l'on s'en tient à l'étude menée par ELIA sur l'évolution des besoins en services auxiliaires pour le maintien de l'équilibre de la zone de réglage belge à l'horizon 2018<sup>4</sup>, les prévisions en termes de besoins de réglage à la hausse, voire davantage encore à la baisse, vont aller croissant.

En clair, la CWaPE estime que de tels outils ont surtout leur sens en tant qu'outil de gestion du risque du portefeuille d'actifs d'un fournisseur/ARP, bien que cela reste complémentaire à une fonction permettant d'exploiter les opportunités offertes par le marché, notamment au plus près du temps réel.

Sur cette base, d'ordre essentiellement qualitative, la CWaPE estime que l'évolution des caractéristiques du marché est de nature à valoriser davantage encore des actifs flexibles du type des centrales de pompage/turbinage. La CWaPE note toutefois que la valeur de tels actifs en tant qu'outils de gestion de portefeuille d'un fournisseur/ARP est extrêmement difficile à estimer. Or, davantage que la différence de prix peak/off peak sur le marché day-ahead, celle-ci permettrait de rendre compte de la soutenabilité de la mesure visée.

## **2.5. Application du régime d'exonération type « accords de branche »**

La CWaPE relève que les outils de pompage/turbinage constituent des outils intelligents de gestion de réseau, et devraient de ce fait faciliter l'intégration de sources de production d'énergie intermittentes. Tout en admettant que cette flexibilité devrait se traduire par une valeur reflétée par le marché, la CWaPE a, en guise d'analyse complémentaire, examiné l'impact de la mesure visée si le régime de réduction appliqué aux entreprises formant une entité géographique et technique au sens des accords de branche était élargi aux centrales de pompage/turbinage.

Dans cet exercice, la CWaPE a utilisé les données de consommation 2012 des unités de Coo et de Plate-Taille en supposant un rendement de 70%, soit un rendement relativement défavorable mais néanmoins réaliste. D'autre part, la CWaPE a pris en considération deux scénarii, celui où le certificat vert s'échange à 65 EUR et celui où il s'échange à 75 EUR.

---

<sup>3</sup> Rapport van de vier energieregulators met betrekking tot de aanpassing van het regelgevend kader voor het beheer van de vraag.

<sup>4</sup> Elia, Evolution of ancillary services needs to balance the Belgian control area towards 2018, mai 2013.

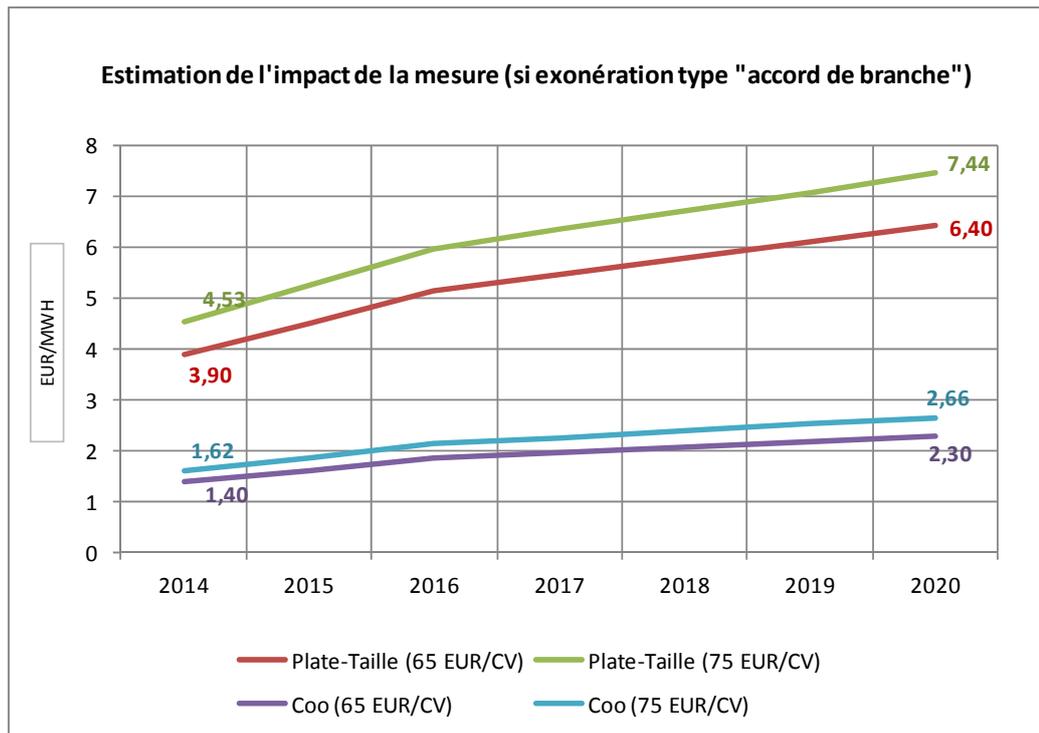


Figure 4 : Estimation de l'impact de la mesure en cas d'exonération (type « accord de branche »)

Le coût de la mesure en termes de MWh injecté varierait d'une fourchette de 1,40 EUR/MWh (cas de Coo, prix CV : 65 EUR) à 4,53 EUR/MWh (cas de Plate-Taille, prix CV : 75 EUR) en 2014 à une fourchette allant de 2,30 à 7,44 EUR/MWh en 2020.

Le nombre de certificats verts qui devraient faire l'objet d'un retour quotas par les unités de pompage/turbinage Coo et Plate-Taille varie de presque 30.000 certificats verts en 2014 à presque 49.000 en 2020.

## 2.6. Evolution du coût de production d'une centrale de pompage/turbinage

Sur la base des données à sa disposition, la CWaPE a estimé l'évolution du coût moyen de production d'une unité de pompage/turbinage, et ce selon différents scénarii, à savoir l'imposition ou non d'un quota de certificats verts, avec ou sans mesure d'exonération de type « accord de branche ».

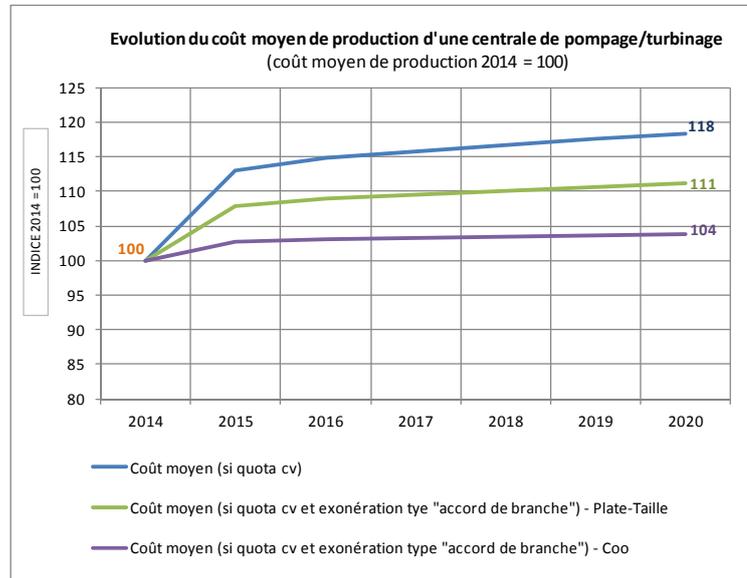


Figure 5 : Evolution du coût moyen de production d'une centrale de pompage/turbinage (indice 2014 : 100)

Cette figure permet de rendre compte de l'impact du quota certificat vert, avec ou sans exonération de type « accord de branche », sur l'évolution du coût de production d'une centrale pompage/turbinage de type Plate-Taille (135 MW) et de type Coo (1.164 MW). Cette estimation est basée sur les données de consommation de deux centrales en utilisant un rendement Production/Consommation de 70% et sur un prix du certificat vert de 65 EUR.

Comme précisé ci-avant, l'évaluation de la soutenabilité de la mesure visée devrait être examinée à la lumière de la valeur de ce type d'actif en tant qu'outil de gestion de portefeuille d'un fournisseur/ARP, qui est par définition très difficile à estimer. Un tel examen nécessiterait une étude plus approfondie de la question.

## 2.7. Conclusion

La CWaPE estime que la différence entre le prélèvement et l'injection constitue une bonne référence pour déterminer l'assiette à appliquer aux unités de pompage/turbinage en ce qui concerne le retour de quotas. La CWaPE estime que ce mode de calcul se justifie davantage que celui portant uniquement sur l'énergie brute prélevée.

La CWaPE estime que l'impact de l'application de la mesure aux unités de pompage/turbinage sur le retour de quotas varie de presque 100.000 certificats verts en 2014 (en supposant un impact immédiat de la mesure) à plus de 160.000 certificats verts en 2020, et l'impact sur le coût de la mesure en termes de MWh injecté varie d'une fourchette allant de 4,94 EUR/MWh à 7,43 EUR/MWh en 2014 à une fourchette allant de 8,10 à 12,18 EUR/MWh en 2020 selon que le rendement considéré est de 75% ou de 70% et que le prix de marché du certificat vert considéré est de 65 EUR ou de 75 EUR.

La CWaPE relève toutefois que les outils de pompage/turbinage constituent des outils intelligents de gestion de réseau, et devraient de ce fait faciliter l'intégration de sources de production d'énergie intermittentes. Dans ce contexte, en guise d'analyse complémentaire, la CWaPE a examiné l'impact de la mesure visée si le régime de réduction appliqué aux entreprises formant une entité géographique et technique au sens des accords de branche était élargi aux centrales de pompage/turbinage.

Dans cette hypothèse, le nombre estimé de certificats verts qui devraient faire l'objet d'un retour quotas par les unités de pompage/turbinage Coo et Plate-Taille varie de presque 30.000 certificats verts en 2014 à presque 49.000 en 2020. Selon la centrale considérée (Coo ou Plate-Taille) et le prix du marché du certificat vert (65 ou 75 EUR), le coût de la mesure en termes de MWh injecté varierait d'une fourchette allant de 1,40 EUR/MWh (cas de Coo, prix CV : 65 EUR) à 4,53 EUR/MWh (cas de Plate-Taille, prix CV : 75 EUR) en 2014 à une fourchette allant de 2,30 à 7,44 EUR/MWh en 2020.

La CWaPE a également estimé l'impact de l'imposition du quota certificat vert, avec ou sans exonération de type « accord de branche », sur l'évolution à l'horizon 2020 du coût moyen de production d'une centrale pompage/turbinage. L'augmentation du coût moyen de production, estimée à 18% en l'absence de mécanisme d'exonération, passe en cas d'exonération (de type « accord de branche ») à 4% et 11% selon que l'on considère respectivement le cas d'une centrale de type Plate-Taille (135 MW) et de type Coo (1.164 MW).

La CWaPE s'est bornée à évaluer de manière plutôt qualitative l'impact sur la rentabilité des centrales de pompage/turbinage en constatant d'une part que les activités de pompage/turbinage ont été relativement stables ces dernières années, et d'autre part que le contexte lié à l'évolution du marché devrait renforcer encore la valeur de tels actifs flexibles. Ceux-ci ont tout leur sens en tant qu'outil de gestion du risque d'un portefeuille d'actifs d'un fournisseur/ARP, bien que cela reste complémentaire à une fonction visant exploiter les opportunités offertes par le marché, notamment au plus près du temps réel. Par définition, la valeur de tels actifs est extrêmement difficile à estimer. L'impact de la mesure sur le coût de production n'est toutefois pas négligeable. Une évaluation de la soutenabilité de la mesure nécessiterait toutefois des recherches beaucoup plus approfondies.

Au vu des informations actuellement disponibles, la CWaPE est d'avis que l'application du « retour quota » à la consommation nette (différence entre pompage et turbinage) des centrales de pompage/turbinage, avec le bénéfice de la réduction de quota dans le cadre des accords de branche, n'est pas de nature à perturber leur fonctionnement au service du marché de la flexibilité.

### **3. Volet 2 - Exonération de l'autoproduction verte**

#### **3.1. Analyse**

Nous constatons que les textes en projet prévoient la soumission des « *auto-producteurs conventionnels* » aux quotas de certificats verts. Nous ne retrouvons par contre pas de texte explicite qui prévoirait, comme l'indique la demande d'avis, « *l'exonération de quotas aux nouveaux projets (ou extension/rétrofit significatif) d'auto-production d'électricité verte réalisés par des partenariats industriel/électricien* ». Il convient d'ailleurs de signaler que l'autoproduction est à ce jour totalement exonérée de quotas de certificats verts. La soumission des autoproducteurs conventionnels aux certificats verts n'aura pas d'impact pour les autoproducteurs verts qui seront toujours bien exonérés (les anciens comme les nouveaux).

Peut-être que l'intention de l'auteur des projets de décret et d'arrêté consiste plutôt à vouloir exonérer des quotas les fournitures vertes, réalisées dans le cadre d'un partenariat industriel/électricien, qui ne transitent pas par le réseau mais qui alimentent directement un client final via une ligne directe. Si telle est l'intention de l'auteur des projets, il conviendrait alors de revoir les textes de manière à ce que les quotas visent : 1°) toute la fourniture conventionnelle, 2°) toute la fourniture verte qui transite par le réseau ; 3°) toute l'autoproduction conventionnelle.

A noter qu'à ce jour, les volumes de fourniture verte qui ne transitent pas par le réseau et qui sont connus de la CWaPE (le fournisseur dispose alors d'une licence limitée pour une puissance plafonnée ou un nombre déterminé de clients), représentent moins de 9 GWh, soit de l'ordre de 3.500 certificats verts pour l'année 2020. Dans la plupart des cas, les partenariats industriels/électriciens sont probablement mis en place en respectant les conditions prévues pour être qualifié d'autoproduiteur (cfr lignes directrices de la CWaPE « *relatives aux conditions à respecter pour qu'un client final puisse être considéré comme producteur (cas de l'autoproduction)* » - référence CWaPE : CD-13k07-CWaPE, dernière version datée du 12 septembre 2013).

Les volumes concernés par l'autoproduction conventionnelle, qui eux seraient soumis à quotas, sont aujourd'hui insignifiants. Toutefois, avec les niveaux de quotas qui seront d'application en 2020, le risque de soutien indirect à l'autoproduction grise (si elle reste exonérée de l'obligation de retour-quota) augmente nettement. C'est pour éviter ce risque que la CWaPE était déjà d'avis en 2011 de « *soumettre explicitement les autoproducteurs qui utilisent une électricité qui n'est pas certifiée verte ou qui ne provient pas de la valorisation de chaleur résiduaire ou de gaz fatal, à l'obligation du quota de certificats verts sur cette consommation autoproduite* » (cfr l'avis CD-11d26-CWaPE-325 du 20 avril 2011).

### **3.2. Conclusion**

L'introduction d'une exonération de certificats verts pour une fourniture résultant d'une production verte locale ne transitant pas par le réseau aurait l'avantage de simplifier le montage juridique pour toute nouvelle installation (et donc faciliter sa concrétisation) sans entraîner d'impact significatif sur le volume global de certificats verts rendus par les fournisseurs.

\*            \*  
                 \*  
                 \*