

Réaction à certaines modifications de l'AGW PEV, 27/04/2017

1 Introduction

Cette note comprend

- La réaction d'EDORA par rapport à l'actualisation des kéco du PV (entrée en vigueur le 1/7/2017) ;
- La demande d'EDORA par rapport aux enveloppes de CVs pour la filière PV ;
- La réaction d'EDORA au projet d'AGW modifiant l'AGW du 30/11/2006 sur l'électricité verte adopté en 1^{ère} lecture le 18/08/2016 et à l'avis [CD-17a18-CWaPE-1617](#) de la CWaPE portant sur ce projet d'AGW et publié le 22/02/17 ;

2 Synthèse des positions

Kéco PV	<ul style="list-style-type: none"> - Lors du calcul du kéco, utiliser pour le paramètre « prix de l'électricité » les prix réellement observés sur le marché par gamme de puissance (de préférence en permettant à la CWaPE d'utiliser ces prix et de les actualiser de manière dynamique)
Enveloppes PV	<ul style="list-style-type: none"> - Augmenter les enveloppes PV dès 2017 (en récupérant celles non utilisées les années antérieures) - Affecter une partie limitée de l'enveloppe PV aux projets de taille importante (>1MW)
Transmission des données de comptage	<ul style="list-style-type: none"> - Ne pas imposer les délais de 90-100 jours aux outils existants - Si des délais sont malgré tout imposés, remplacer la pénalité de non octroi des CVs par un traitement au trimestre suivant - Supprimer le contrôle annuel du respect du critère d'autoconsommation - Augmenter le délai de transfert des données - Mise en place d'un Ombudsman
Modifications significatives	<ul style="list-style-type: none"> - Délai entre deux installations sur un site de 3 ans minimum - Demande à être consulté lors de l'établissement de la méthodologie Fr et Fa (ces paramètres devront être confirmés) - Établir des taux de base ET la possibilité d'introduire un dossier si le niveau de rentabilité n'est pas atteint - Ne pas mettre en place d'enveloppes pour les modifications significatives

	<ul style="list-style-type: none"> - Ne pas limiter la période pendant laquelle une modification significative peut être demandée
Plan de sauvetage	<ul style="list-style-type: none"> - La sanction en cas de retard ne peut en aucun cas être l'application d'un $k_{\text{éco}}=1$ pour l'année concernée ; - EDORA demande à être consultée lors de la fixation des valeurs plafond et plancher - EDORA demande que la valeur du coefficient kéco ne soit plus révisée, ni sur base annuelle, ni sur base trimestrielle
Kéco majoré	<ul style="list-style-type: none"> - EDORA demande à ce que le kéco majoré soit maintenu pour la filière hydro à tout le moins
Transmission des CGOs et contrôles annuels	<ul style="list-style-type: none"> - Le secteur considère qu'une visite dans le mois de l'anniversaire (la pratique actuelle) est suffisante - Ne pas appliquer de sanction en cas de retard

3 Réaction à l'actualisation des kéco PV & enveloppes PV

Dans le cadre des calculs d'actualisation des kéco, EDORA regrette que la CWaPE ne dispose pas de la possibilité d'utiliser les valeurs réellement observées pour le paramètre « prix de l'électricité » (le prix serait fixé à 130€/MWh selon une note au gouvernement). Cette limitation entraîne pour conséquence un calcul adapté pour les petites puissances, mais totalement inadapté pour les puissances supérieures.

EDORA demande que le Gouvernement donne la possibilité à la CWaPE d'utiliser les données économiques réellement observées et conformes au marché (prix réel de l'électricité) pour chaque gamme de puissance. Si la volonté du gouvernement est de ne pas soutenir les projets de taille importante (signal perçu avec les nouveaux taux d'octroi), EDORA demande que ce choix soit alors clairement communiqué vers le secteur.

3.1 Analyse des conséquences (des nouveaux kéco) par segment

En guise de comparaison, le niveau de soutien d'application en Flandre est actuellement de l'ordre de 50€/MWh pour une durée de 15 ans. Or le marché Flamand est à l'arrêt (5 à 7MW installés en 2017, en comparaison des 103MW en résidentiel).

L'analyse des kéco par segment publiés le 1/4/2017 et d'application au 1/7/2017 conduit aux conclusions suivantes :

- [10 ; 250] (1) : la diminution du taux d'octroi est abrupte (2) mais permettra encore à des projets de se réaliser tant en TI qu'en EU (3) ;
- [250 ; 500] & [500 ; 750] : le prix de l'électricité autoconsommée (130€/MWh) étant supérieur à celui observé (plutôt de l'ordre de 100-110€/MWh), le taux d'octroi résultant des calculs ne permettra probablement plus aux projets de se réaliser en Tiers Investisseur (seuls certains projets en End User pourraient encore se réaliser dans les meilleures conditions) ;
- [750 ; 1000] : hormis quelques exceptions n'ayant aucune exigence de rentabilité (temps de retour >10 ans), le taux de 0,9 est insuffisant et ne permettra la réalisation que de très peu de projets ;
- >1MW : aucun projet ne se fera à ce taux (le prix de l'électricité est inférieur à 100 voire même 90€/MWh)

(1) Au-delà de 20kW, le GRD impose l'installation d'un relai de découplage, ce qui représente proportionnellement pour les plus petites puissances un surcoût important. La diminution du taux d'octroi réduit d'autant la possibilité de voir des installations de 20 à 80-100kW, sans changement des conditions de raccordement.

(2) **Le secteur reste demandeur d'une baisse progressive et régulière**, ce qui permet de modérer l'abondance de commandes qui précède un changement. La baisse importante (de 2 à 1,53CV/MWh) va à nouveau provoquer un afflux massif suivi d'une période creuse. **Une étape intermédiaire en janvier 2017 aurait été préférable et aurait certainement limité le nombre de commandes et de réservations** à attendre d'ici la fin juin (correspondant à un rythme plus naturel). L'enveloppe de 2017 sera très rapidement épuisée (déjà plus de 28.000CVS réservés sur 52.000), et celle de 2018 largement entamée d'ici fin juin 2017, voire également épuisée (ce qui porterait la mise en service de certains projets à début 2019 alors qu'ils ont été commandés avant fin juin 2017, soit 18 mois de délai). Il n'est pas exclu que l'enveloppe de 2019 soit déjà entamée. Les réservations sous le nouveau régime (après le 1^{er} juillet 2017) ne seraient alors accordées qu'à partir de 2019, voir 2020. De tels soubresauts pénalisent le maintien d'emplois durables dans la filière PV.

(3) Le TI représente un surcoût par rapport à un projet en End User, correspondant aux divers services et couvertures de risques prises par le TI.

Le **marché wallon est actuellement dominé par des projets en Tiers Investisseurs (TI)**, comme principal levier à la réalisation d'installations dont les temps de retour ne correspondent pas aux critères des industriels.

Avec l'obligation dans le cadre des Accords de Branches d'étudier des projets renouvelables, il est fort probable que l'intérêt des industriels pour la production décentralisée (PV en tête) augmente sensiblement dans les mois/années à venir. Or un projet, en efficacité énergétique ou en renouvelable, ne sera jugé attractif et réalisé que s'il répond au critère industriel d'un temps de retour de 3 à 5 ans. Les projets renouvelables, dont le PV, ne satisfont pas à ce critère (temps de retour généralement supérieur à 6-7 ans). Par conséquent la réalisation de l'investissement et son financement seront conditionnés par l'intervention d'un tiers qui continueront certainement à jouer un rôle important dans l'industrie wallonne. Un kéco trop faible pour certains segments risque de ralentir drastiquement la filière.

3.2 Réduction des autres coûts

Avec la diminution du coût de la technologie, il apparaît de plus en plus essentiel de veiller à réduire au strict minimum les autres coûts d'ordre administratif qui prennent une part croissante dans les capex.

Ces divers coûts concernent

- Les exigences en matière de relevés de compteurs et les pénalités y afférents sont un risque (avis de la CWaPE sur les relevés trimestriels). À un risque est associée une prime de risque. L'investisseur demandera donc une rentabilité plus élevée pour couvrir ce risque ;
- La clarté des procédures et des délais : il est arrivé que les producteurs apprennent à posteriori quelles exigences leur sont imposées, ce qui augmente également soit le risque soit le coût (celui de se voir imposer une exigence sans l'avoir mise dans le business plan). La conséquence est le climat d'instabilité que cela crée pour les autres projets ;
- La réduction de certains postes de coûts liés à l'intégration dans le système (à voir dans le cadre des discussions relatives aux tarifs)

4 Enveloppes de Certificats Verts pour le PV

Le PV, grâce à sa courbe d'apprentissage rapide est déjà et sera de plus en plus une technologie compétitive dans le mix renouvelable.

En 2014, lors de la fixation des enveloppes CVs à 2024 (sur base de l'étude Cap Gemini), le secteur avait manifesté ses inquiétudes par rapport à la faible ambition affichée pour le PV, alors qu'il s'agit indéniablement d'une technologie d'avenir (diminution des coûts, décentralisation, emploi, intégration dans les matériaux,...). L'enveloppe de 2017 est de 52.000CVs (ce qui correspondrait à ~41MW installés avec un taux moyen de 1,4CV/MWh contre ~32MW avec un taux moyen de 1,8CV/MWh). Une diminution du taux d'octroi moyen a donc pour conséquence une augmentation proportionnelle du nombre de MW qui peuvent être installés, ce qui est positif. Néanmoins cette augmentation ne reflète en rien la dynamique potentielle de la filière. Les perspectives de cette technologie dont le coût diminue (approche de 1CV/MWh) sont élevées et devraient être soutenues.

EDORA demande au gouvernement d'augmenter les enveloppes pour la filière photovoltaïque en parallèle à la diminution du taux d'octroi en récupérant les enveloppes n'ayant pas été utilisées lors des années précédentes.

La diminution du coût de la technologie a également pour conséquence d'augmenter l'attrait de projets de taille importante. Cette tendance est perçue comme une réelle opportunité sociétale (dont la baisse du LCOE). Cependant, elle est également une menace pour les segments de plus petite taille qui caractérise la dynamique wallonne (PME & installateurs intégrés et locaux). EDORA demande qu'une enveloppe spécifique limitée soit prévue pour les projets de taille importante (certainement au-delà de 1MW).

5 Réaction aux points traités par l'avis 1617 de la CWaPE

5.1 La transmission des données de comptage et abrogation de l'octroi anticipé

D'une manière générale, le secteur est demandeur de simplifications et de clarifications dans le cadre du développement des énergies renouvelables. Aux yeux du secteur des simplifications doivent impérativement s'appliquer tant aux producteurs et porteurs de projets qu'au régulateur faisant office d'autorité publique en ces matières. Cependant le secteur attire l'attention que certaines mesures auront une portée rétroactive pouvant avoir de lourdes conséquences sur l'activité des installations existantes : perte financière ou modification organisationnelle complexe voire impossible à implémenter.

Or un certain nombre des propositions, si elles tendent à répondre à une simplification du côté du régulateur, auront par contre l'effet inverse en ce qui concerne les producteurs en leur compliquant sérieusement la tâche (contraintes supplémentaires) ou en compromettant leur activité (absence de rentabilité). Le secteur demande par conséquent la révision de certaines des modifications considérées comme déstabilisantes pour le cadre d'investissement.

EDORA s'interroge quant à la finalité du gouvernement de vouloir imposer que les données de comptage « couvrent un trimestre calendrier ». Le secteur rejoint le constat de la CWaPE quant à l'inapplicabilité de la modification du projet d'AGW du 16/8/2016. Si l'objectif est de faciliter la gestion des dossiers par la CWaPE (simplifier son travail) ou s'il s'agit d'obtenir des données trimestrielles pour des raisons statistiques (à l'instar de la Flandre), il y a lieu de mettre cela en balance avec les difficultés/problèmes

que la mesure entrainerait dans le chef des producteurs qui prennent connaissance à posteriori de cette contrainte.

Si les statistiques confirment qu'une grande partie de producteurs pourront se conformer à certaines des contraintes, il apparait cependant important de conserver suffisamment de souplesse pour couvrir des situations qui peuvent être très différentes.

Délai de 90-100 jours

EDORA comprend la volonté du gouvernement et du régulateur de vouloir clarifier un point actuellement flou. Dans la pratique, le délai de 90 à 100 jours ne semble pas applicable dans tous les cas et est susceptible d'entraîner des problèmes. Le risque est élevé que cela entraîne des complications et des problèmes additionnels, ce qui engendrerait l'inverse de l'effet recherché.

Quelques illustrations pratiques, tant pour les petites que les grandes installations :

- Les relevés sont manuels pour de nombreuses installations. Il n'est pas toujours facile de prévoir un relevé dans une marge de 5 jours autour du début ou de la fin du trimestre (quid des congés, des maladies, ou autres absences). C'est d'autant plus vrai que ce relevé ne fait partie des priorités « core business » ;
- Il est difficile de prévoir toutes les circonstances dans lesquelles un producteur sera empêché de transmettre un relevé d'index mais il est tout à fait possible que ce soit dû à des circonstances extérieures ;
- Les situations sont chez certains producteurs complexes, avec des compteurs peu accessibles et qui ne peuvent être relevés qu'à certaines occasions ;
- Il est déjà suffisamment difficile de récupérer les index et de les encoder correctement ;
- À ce jour, les GRDs ne sont pas encore tous capables de fournir les index des compteurs chaque trimestre. Que faire lorsque la transmission de ces données dépend du GRD (bon vouloir et/ou capacité technique) ? ;
- La limite de 10 jours va poser problème à beaucoup de « petits » producteurs qui n'ont pas de procédure claire pour le relevé des compteurs ;
- Un tiers investisseur dépendra dans bons nombres de cas de son client pour le relevé et le transfert des données. Une telle exigence lorsqu'il n'a pas la main est problématique ;
- En cas de défaut technique engendrant le passage de l'organisme de contrôle, des délais sont parfois inévitables ;
- Le schéma de relevé couvrant des périodes quasi semestrielles est parfois appliqué dans le cadre de l'autoconsommation (ex. relevé le 02/01 – 29/06 – 02/07 – 30/12, en raison de périodes de fermeture par exemple). Si cette manière de procéder ne répond pas à la logique stricte de trimestre, il n'en reste pas moins qu'elle était légalement possible lors de la réalisation des investissements. Cette pratique était alors justifiée par plusieurs raisons dépendant notamment des profils atypiques des consommateurs concernés. La modification proposée conduira à pénaliser les producteurs industriels qui devraient subir le changement de régime, avec toutes les réactions d'incompréhension que cela pourrait susciter. Les délais de 90 à 100 jours auraient pour conséquence la perte nette des 4CVs (modification rétroactive des règles) ou la mise en place de charges fictives visant à augmenter la consommation inutilement (Edora ne cautionne en aucun cas ces pratiques et souhaite les éviter). Dans tous les cas les conséquences seraient désastreuses si la mesure n'est pas accompagnée de la suppression de la condition d'autoconsommation (qui une fois vérifiée et validée dans les premières années d'exploitation ne semble être qu'une charge de travail additionnelle pour tous) ;
- Il peut également y avoir des trimestres où les relevés portent sur une très courte période. Par exemple, pour une installation mise en service le 10 mars, le relevé de ce trimestre porterait sur 21 jours maximum. D'après l'avis de la Cwape, ce relevé ne pourrait être transmis puisqu'il porte

sur moins de 90 jours. De même, si une installation est mise à l'arrêt pendant une partie de trimestre, pour des raisons de maintenance par exemple.

Dans tous les cas de figure, ce régime, s'il est imposé aux installations existantes ne peut entraîner de sanction démesurée.

Délai pour transfert des données

Pour les délais d'encodage, lorsque la transmission des données passe par un tiers (ex. un tiers investisseur n'est pas sur site et n'a donc pas accès direct aux index), imposer que celles-ci soient transmises endéans les 30 jours peut s'avérer difficile et parfois même impossible.

Sanction

La sanction de ne pas octroyer les CVs est totalement disproportionnée, voire inacceptable lorsqu'il s'agit d'une nouvelle contrainte non connue au moment de l'investissement (à portée rétroactive). Comment expliquer à un industriel producteur que s'il relève ses index avec 1 jour de retard ou 1 jour trop tôt il n'obtiendra pas ses CVs, alors que cette production ne fait pas partie de son core business ? Ce relevé n'est en général pas considéré comme la priorité. C'est un risque qu'il préférera ne pas courir.

Une telle mesure aurait également une portée néfaste sur le développement de nouvelles capacités, en raison du climat d'instabilité qu'elle générerait.

Disposition modificative de l'article 13§2 (p7)

Les modifications proposées ne concernent-elles bien que les installations PV ayant bénéficié d'octroi anticipé ? La proposition de texte ne paraît pas claire, serait-il possible de disposer de plus d'explications ?

Conclusion & proposition alternative

- La contrainte de 90-120 jours pour les relevés d'index ne peut être d'application **pour les outils existants** (pas de portée rétroactive). Si des contraintes sont malgré tout imposées :
 - Elles devront permettre de tenir compte des cas de figures où la rétroactivité posera problème. Le secteur se tient à la disposition de la CWaPE pour élaborer un tel cadre ;
 - La période maximale de couverture des index doit être revue à la hausse. Le nombre de jours minimum paraît par contre inutile (et est susceptible de générer des difficultés de mise en œuvre) ;
- Si la proposition 90-100 jours est appliquée (en l'état, voire quelque peu adaptée), il sera utile de rassembler des représentants de tous les types d'installations impactées par ce changement de régime (dont en particulier les cas d'autoconsommation pratiquant des relevés quasi semestriels). Des solutions sur mesure devraient être envisagées afin de minimiser les soucis.
- Edora estime que la contrainte d'autoconsommation pour obtenir les 4CVs de l'ancien régime n'a plus lieu d'être. L'objectif était d'éviter les surdimensionnements et d'inciter à l'autoconsommation. Une entreprise ayant prouvé son autoconsommation durant plusieurs années devrait pouvoir être considérée conforme pour la durée de vie de l'installation et ne plus devoir démontrer annuellement le respect du critère. EDORA demande à ce que la **vérification annuelle du critère d'autoconsommation soit supprimée** pour les installations ayant satisfait au critère de 50% durant les 2 premières années.
- Pour les **nouvelles installations**, les relevés d'index devraient couvrir une période maximale de l'ordre de 120 jours ;
- La **sanction (en cas de non-respect du délai) ne peut en aucun cas être le non octroi des CVs**. Elle pourrait consister à n'octroyer les CVs que lors de la période suivante (mise en attente du

dossier, en parallèle au traitement FIFO). Le retard de perception serait suffisamment contraignant pour les producteurs (rappelons l'enjeu de trésorerie pour les producteurs qui demandent le respect du délai d'octroi de 3 mois). Dans le cadre d'une récurrence, il pourrait être envisagé de forcer le passage de l'organisme de contrôle ;

- Au vu du nombre croissant de contraintes et de leur rigoureuse application, il apparaît de plus en plus de cas spécifiques voire isolés qui s'inscrivent en porte-à-faux avec le cadre existant voire avec les manques de précisions réglementaires. Ces cas pourraient s'avérer problématique. Par conséquent il devient nécessaire de prévoir un **Ombudsman afin de traiter les cas « litigieux »**, en amont de toute forme de recours en justice ;
- Le **délai pour le transfert des données** devrait être augmenté à minimum 60 jours ;
- Quelle que soit la mesure
 - L'automatisation du système informatique de la CWaPE afin de pouvoir réceptionner les télérelevés doit être préalablement mise en place (la manipulation humaine pour une activité « périphérique » est une contrainte assez lourde pour certaines entreprises) ;
 - Une communication doit être assurée vers les porteurs de projets (séances d'information, emails, courriers, newsletters,...) ;
 - Une période transitoire devrait être d'application ;
 - Les octrois doivent être réalisés dans le délai maximum de 3 mois ;

5.2 Balises relatives aux modifications significatives (art15ter de l'AGW)

EDORA comprend la volonté de simplifier et de promouvoir la performance.

Cependant, l'avis tel que formulé pose de nombreuses questions et laisse à penser qu'une **partie probablement importante du parc actuel ne prolongera pas son exploitation au-delà de la période d'octroi** (perte du baseload pour les objectifs renouvelables @2020 et au-delà).

Le remplacement du parc existant par de nouveaux outils de production, afin de maintenir le niveau de production de base actuel, serait une option plus onéreuse (une nouvelle installation affiche un LCOE supérieur à la prolongation d'une installation existante). Par conséquent, le secteur invite le Gouvernement à s'accorder sur la priorité à donner au maintien du parc existant.

Définition de modification significative

Catégorie 1 (extension)

- Une extension a du sens pour plusieurs raisons : unité fonctionnelle ayant démontré son efficacité ; moindre coût car une partie est déjà prise en charge (effet d'échelle) ;...

Catégorie 2 (remplacement groupe)

- le coût du remplacement du groupe électrogène ne sera pas systématiquement représentatif du montant réel des travaux utiles voire nécessaires (parfois nettement moindres, parfois nettement supérieurs) ;
- dans le cas de la biomasse, les recettes générées par la valorisation des énergies ne permettent généralement pas de couvrir les dépenses en opex et fuels. Même sans investissement, une installation ne pourra continuer à produire si elle ne perçoit pas un nombre de CVs adapté ;

Il semble qu'il manque un lien avec les permis d'environnement dans la définition. Au terme d'une période d'octroi de 15 ans, une installation dispose d'un permis encore valable pendant 3 à 5 ans (20 ans de permis, desquels sont déduits les mois d'installation). Un nouveau permis signifie en principe la

réserve d'une enveloppe, dans quel cas le projet cesse de fonctionner comme ancienne installation et devient une nouvelle installation. Si le permis est prolongé (discussion en cours pour l'éolien), l'installation reste 'ancienne' (baseload) et est donc soumise au régime des modifications significatives.

À partir de quel moment une installation y a-t-elle droit ?

Le secteur soutient la mise en place d'un délai entre deux mises en service, afin d'éviter le saucissonnage des projets (actuellement déjà pratiqué, mais non souhaitable). Cependant le délai de 5 ans apparaît fort excessif. Il peut arriver qu'un industriel dispose de moyens limités à un moment, mais souhaite, dès qu'il dispose de moyens supplémentaires (ex. via les recettes de la première installation), envisager de nouvelles unités (technologie identique ou différente). Un délai de 2 ans paraît plus en accord avec la dynamique du secteur.

Quel régime ?

Le secteur s'interroge quant à la finalité d'une telle proposition. S'agit-il de réduire la charge de travail du régulateur au strict minimum (simple et non discutable, pas de traitement par dossier) ou de ne pas compliquer l'analyse des dossiers par la nécessité de comprendre et savoir challenger les paramètres technico-économiques des projets ? Le nombre de dossiers concernés étant relativement limité, la surcharge de travail ne devrait pas être un enjeu de taille. S'il s'agit de la seconde raison, il importe de rétablir une relation de confiance entre les producteurs et le régulateur afin d'apporter les garanties d'une collaboration performante et en toute transparence.

La méthodologie relative à l'établissement des Fa et Fr devant encore être établie, EDORA demande à être consultée lors de sa préparation. Les nouveaux facteurs Fa et Fr paraissent tout à fait arbitraires, n'ayant été définis selon aucune logique technico-économique et posent question quant à l'impact qu'ils pourraient avoir. Il paraît dès lors plus cohérent de conserver la logique actuelle (traitement par dossier), à tout le moins pour des projets ne pouvant atteindre le seuil de rentabilité avec un taux de base.

Pour la 2e catégorie (facteur Fr), le soutien proposé (qui serait de 0,5 à 1 CV/MWh) est inadapté pour de nombreux projets :

- Il arrive que des modifications significatives soient soumises à des exigences qui n'existaient pas lors de la mise en service de l'installation de production. Il s'agit généralement de contraintes environnementales ;
- Les dossiers sont susceptibles d'être très différents les uns des autres, en tout cas dans certaines filières ;
- Le coût des intrants et des frais opérationnels ne peuvent être couverts pour bon nombre d'unités de biomasse ;

Il est dès lors important de laisser une option ouverte pour le producteur de demander un soutien majoré par rapport à un taux de base. Le taux de base serait déterminé conformément à la méthodologie du *k_{éco}*. La majoration suivrait des règles strictes sur dossier lorsqu'il est démontré par le producteur que le taux de base ne suffit pas.

Par ailleurs, il convient de rappeler que les premières périodes d'octroi arrivent à échéance en 2018, il ne reste dès lors plus beaucoup de temps pour mener une étude détaillée pour chaque filière. Il devrait être envisagé de traiter les filières concernées en priorité, à savoir l'hydro.

Faut-il fixer une enveloppe ?

Le secteur rejoint la CWaPE en ce qui concerne la mise en place d'enveloppes de CVs pour les modifications significatives, pour les raisons énoncées. Le niveau de soutien plafonné est un moyen nettement plus efficace pour contrôler le volume de CVs généré par les « modifications significatives ».

Le secteur insiste sur le fait que, pour les projets concernés par de nouveaux permis ou de nouvelles contraintes environnementales, leur renouvellement peut prendre plusieurs années. Par conséquent il n'est pas possible de prédire quand la réservation doit être faite et quand la mise en service aura lieu. Un mécanisme d'enveloppes fixes sans report aux années suivantes génère donc énormément d'insécurité et d'incertitudes (et surtout une sous-utilisation plus que probable les premières années).

Le secteur ne voit aucune raison objective de soumettre les modifications significatives à des enveloppes de certificats verts. Le but des modifications significatives est de maintenir une production verte existante en fonctionnement. Il n'y a donc pas de risque de dépasser un volume qui peut être estimé en amont.

Qui déterminerait les enveloppes ? Sur base de quels éléments ? Le système de gestion des enveloppes serait-il identique à celui des demandes de réservation pour les nouveaux projets ? Les enveloppes seraient-elles récupérables ?

Information

Imposer au producteur d'introduire son dossier au plus tard 1 an avant la date de fin d'octroi aurait pour conséquence de forcer la main à réaliser une modification significative, potentiellement plus tôt que nécessaire (ex : un projet éolien, au terme des 15 ans d'octroi, pourrait encore fonctionner pendant 3 ans jusqu'à échéance du permis sans CVs. Des investissements pourraient ensuite être envisagés dans le cadre du nouveau permis). Il n'y a donc pas de raison de limiter la période pendant laquelle une modification significative peut être demandée. Une telle limitation dans le temps pourrait pousser les producteurs à réaliser une modification significative même sans que cela ne soit nécessaire. Il serait incohérent de pénaliser un producteur qui continue à exploiter sans réaliser de modification significative, mais qui souhaiterait procéder à une telle modification ultérieurement.

Proposition

- **Supprimer les enveloppes** qui est une contrainte et une lourdeur inutiles ;
- **Prévoir un taux de base** pour chaque filière (méthodo du $k_{\text{éco}}$) ET la possibilité d'introduire un **dossier pour obtention d'une majoration dûment justifiée**. Ce dossier doit également veiller à démontrer comment la modification minimise le coût de production (choix technologique, des partenaires,...) ;
 - Pour la biomasse en catégorie 2, il doit être possible d'accéder à un soutien sans réaliser d'investissement (Fr établi sur base des opex et fuels uniquement). Sans cette disposition, le risque est élevé que les industriels cessent d'opérer leurs outils au terme de la période d'octroi ;
 - Pour la catégorie 1, il sera probablement plus délicat d'établir un Fa de base. Un traitement par dossier sera alors nécessaire (avec dans tous les cas un plafond établi par les $k_{\text{éco}} * k_{\text{CO}_2}$) ;
- Pour toutes les catégories de modification significative, il importe que les procédures soient **clairement établies et largement communiquées** ;
- Supprimer l'imposition au producteur d'introduire son dossier 1 an avant l'échéance de sa période d'octroi ;

5.3 Mesures de sauvetage biomasse solide et biométhanisation agricole (art15octies, §2)

En ce qui concerne les difficultés rencontrées par la CWaPE pour assurer le contrôle des données des intrants notamment, il pourrait être opportun de penser à organiser une consultation étendue du secteur.

Concernant la proposition de renforcement, le délai de 30 jours est suffisant s'il s'agit d'envoyer des relevés d'index. Par contre, s'il s'agit d'envoyer des informations qui dépendent d'organismes extérieurs, le délai est trop court. Deux à trois mois seraient nécessaires. Il conviendrait de prévoir une marge de souplesse en fonction de la complexité de rassembler les pièces/informations en question et à tout le moins un régime d'exception pour cause extérieure.

La sanction en cas de retard ne peut en aucun cas être l'application d'un $k_{\text{éco}}=1$ pour l'année concernée.

L'approche de valeurs plafond et plancher semble être justifiée. Le secteur demande à être consulté lors de la fixation de ces valeurs (le cas échéant dans le cadre de l'actualisation de la méthode de $k_{\text{éco}}$).

Enfin, le secteur ne comprend pas pour quelle raison les installations qui seraient fournies en syngas par une entité juridique tierce sont exclues (sachant que cela ne concerne que les permis avant 7/2014 et par conséquent un nombre limité de dossiers potentiels).

EDORA demande que les modalités de suivi du plan de sauvetage soient allégées. Il est demandé que la valeur du coefficient kéco ne soit plus révisée, ni sur base annuelle, ni sur base trimestrielle.

5.4 Fréquence de révision du kéco du PV

Deux aspects déterminants conduisant à des conclusions divergentes doivent être considérés en cas de révision de la fréquence d'actualisation du kéco :

- Au vu de la diversité des formules et du nombre grandissant d'acteurs sur le marché, mais également en raison du nouveau régime (1^{er} janvier 2015), le cycle de développement des projets tend à s'allonger. Il comprend plusieurs étapes qui dépassent régulièrement les 6 mois : prospection, marque d'intérêt des entreprises sur base du taux d'octroi du moment, prise de décision, lancement des appels d'offre, sélection des partenaires,... Il y a ensuite lieu de procéder aux études pour le raccordement (orientation puis détail) et enfin de constituer le dossier de réservation des enveloppes. Dans certaines circonstances, s'ajoute un permis de bâtir. L'ensemble de ces démarches est de plus en plus difficilement compatible avec un changement de régime tous les 6 mois, qui complique les relations commerciales en donnant le sentiment d'un cadre peu stable.
- Par ailleurs, les récentes évolutions des prix sur les marchés internationaux (été 2016 notamment) ont démontré l'importance d'un cadre souple et réactif. En cohérence avec la remarque formulée supra, une diminution du kéco dès janvier 2017 aurait permis une baisse plus régulière évitant de créer des effets de « stop-and-go » de l'activité.

5.5 Analyse des dossiers de demande de kéco majoré

Edora rappelle que l'étroite collaboration du secteur telle qu'évoquée dans l'avis de la CWaPE avait précisément conduit à démontrer la nécessité d'une majoration (et non l'inverse), sans quoi

- aucun nouveau projet en hydro n'est viable. La majoration ne consiste pas à financer des projets non performants ou peu favorables, mais simplement les seuls projets encore envisageables, dont notamment ceux mis en concession par la Sofico ;
- aucun projet de petit éolien n'est viable ;

Comme cela a été précisé, les projets hydro en cours de développement ont déjà entraîné d'importants frais de développement. Le secteur insiste sur la nécessité du maintien d'une majoration pour la filière hydro (sans quoi les projets de la Sofico notamment ne pourront pas se réaliser).

5.6 Divers

Facteur rhô

Le secteur est favorable à la disparition du facteur rhô pour les installations <10kW.

Comme déjà formulé à de nombreuses reprises, le secteur demande à ce que **l'outil de calcul du facteur rhô soit mis à la disposition** des porteurs de projets (à l'instar de la Flandre).

Transmission des certificats de Garantie d'Origine et des Contrôles annuels

À l'instar des contraintes relatives aux relevés d'index, le secteur s'interroge sur la finalité d'une telle règle. Pour quelle raison la CWaPE souhaite-t-elle imposer une fourchette de 10 jours autour de la date anniversaire ? Et imposer l'envoi dans les 30 jours ?

À l'heure actuelle, la grande majorité des visites sont réalisées dans le mois de l'anniversaire, ce qui permet un certain « foisonnement » dans leur organisation. Pour peu que le portefeuille d'un OA soit concentré, le délai de 10 jours deviendrait totalement inapplicable sans augmentation ponctuelle des effectifs, ce qui n'est évidemment pas envisageable. Les clients peuvent également avoir d'autres contraintes au moment précis où la visite pourrait être organisée (absence ou autre), ce qui ne permet pas de facilement organiser le contrôle.

Cette mesure générera plus de problèmes qu'elle n'en résoudra, certainement si elle est appliquée aux outils existants, avec potentiellement des sollicitations simultanées des OA qui ne pourront donner suite aux demandes.

À défaut d'une analyse pointue des conséquences d'une telle mesure, le secteur demande donc que ces propositions ne soient pas retenues pour les installations existantes. Le secteur considère qu'une visite dans le mois de l'anniversaire (la pratique actuelle) est suffisante.

La sanction en cas de retard est totalement disproportionnée et inacceptable. Si elle devait être appliquée, le producteur mettrait la pression sur l'OA qui ne pourrait de toute façon pas répondre, créant ainsi des relations conflictuelles non souhaitables.

Concernant le délai pour la transmission du rapport de visite, le délai moyen pour un contrôle annuel PV est de 1 à 8 jours. Pour d'autres filières plus complexes, des semaines sont parfois nécessaires pour obtenir les informations souhaitées. Le risque encouru d'une telle mesure: le rapport sera clôturé incomplet et envoyé à la CWaPE, qui devra alors écrire au producteur pour lui signaler les pièces manquantes, avec toutes les lourdeurs administratives que cela engendrera inévitablement entre les trois parties prenantes.

Il existe déjà d'autres contraintes sur les OA (ex. pression avec les dates de début de production figurant dans la réservation, qui dans quelques cas, quand la construction a du retard, force l'OA à passer urgemment). Il ne semble pas judicieux d'en ajouter de supplémentaires.