



CWaPE
Commission
Wallonne
pour l'Énergie

Date de décision : 22/06/2018
Date de publication : 04/07/2018

PROPOSITION

CD-18f22-CWaPE-1800

RÉVISION DU MÉCANISME DE SOUTIEN À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ VERTE EN WALLONIE

*Rendu en application de l'article 43bis du décret du 12 avril 2001 relatif à
l'organisation du marché régional de l'électricité*

Table des matières

MOT DE LA VICE-PRÉSIDENTE DE LA CWAPE	9
EXECUTIVE SUMMARY	11
OBJET.....	19
1. HISTORIQUE DU SYSTÈME DE SOUTIEN À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ VERTE EN WALLONIE	23
1.1. <i>Historique</i>	23
1.2. <i>Déséquilibre sur le marché des CV</i>	30
1.2.1. Croissance de l'offre	31
1.2.2. Insuffisance de la demande.....	32
1.2.3. Recours accru au prix minimum garanti de 65 EUR/CV HTVA.....	33
1.2.4. Baisse du prix du CV	34
1.2.5. Évolution du stock de CV	35
1.3. <i>Coût du mécanisme</i>	36
1.4. <i>Modes de financement</i>	37
1.4.1. Quota	38
1.4.2. Surcharge	39
1.4.3. Distribution du coût	41
1.5. <i>Objectifs E-SER 2010</i>	43
1.6. <i>Mix E-SER</i>	44
2. TRAJECTOIRES DE PRODUCTION ET DE COÛT DU MÉCANISME ACTUEL	47
2.1. <i>Sites non soumis au régime k_{ECO}</i>	47
2.1.1. Production.....	47
2.1.2. Coût.....	48
2.2. <i>Sites soumis au régime k_{ECO}</i>	50
2.2.1. Enveloppes de CV	50
2.2.2. Production.....	51
2.2.3. Coût.....	51
2.3. <i>Ensemble des sites de production</i>	52
2.3.1. Production.....	52
2.3.2. Coût.....	53
2.4. <i>Objectifs d'énergie renouvelable 2020 et 2030</i>	54
2.5. <i>Mix E-SER à l'horizon 2030</i>	55
3. BENCHMARK EUROPEEN DES SYSTÈMES DE SOUTIEN EXISTANTS.....	59
3.1. <i>Mécanismes</i>	59
3.1.1. Système de quota et de certificats.....	60
3.1.2. Feed-in tariffs	61
3.1.3. Feed-in premiums	63
3.1.4. Autres mécanismes de soutien	63
3.2. <i>Procédures d'accès au soutien à la production d'électricité verte</i>	65
3.2.1. Procédures administratives.....	65
3.2.2. Procédures compétitives.....	66
3.3. <i>Constats et analyse des distorsions de marché engendrées par les mécanismes de soutien</i> ...	67
3.3.1. Effets d'aubaine	67
3.3.2. Problèmes d'asymétrie de l'information.....	68
3.3.3. Intégration au marché.....	68
3.3.4. Risques juridiques liés aux aides d'État	69

4.	ANALYSE ET PROPOSITION DE LA CWAPE	73
4.1.	<i>Installations éligibles au soutien dans le cadre des objectifs E-SER définis par le Gouvernement</i>	74
4.1.1.	Performance économique des filières.....	74
4.1.2.	Performance économique-environnementale des filières	79
4.1.3.	Impacts sociétaux.....	83
4.1.4.	Autres coûts	84
4.1.5.	Potentiel développable par filière.....	84
4.1.6.	Proposition de la CWAPE concernant les filières éligibles à un soutien public dans le cadre de l'atteinte des objectifs E-SER	91
4.2.	<i>Type de soutien à la production, procédures et éléments méthodologiques</i>	92
4.2.1.	Régime de soutien.....	92
4.2.2.	Procédures	101
4.2.3.	Niveau de soutien	105
4.2.4.	Durée d'octroi	109
4.2.5.	Aspects environnementaux.....	110
4.2.6.	Soutien à la chaleur.....	113
4.2.7.	Taxe carbone.....	114
5.	<i>PHASING-OUT DU MÉCANISME DES CV VERS LE MÉCANISME « PRIME ET OSP E-SER »</i>	117
5.1.	<i>Description du nouveau mécanisme « PRIME et OSP E-SER »</i>	117
5.2.	<i>Description du fonctionnement et rôle des acteurs de l'énergie</i>	118
5.2.1.	Fonctionnement global du mécanisme E-SER	120
5.2.2.	Ouverture et maintien du droit à la prime E-SER et à la réduction OSP E-SER.....	121
5.2.3.	Contrôles et reportings	121
5.3.	<i>Basculement des installations existantes vers le système de PRIME E-SER</i>	122
5.3.1.	Basculement des installations d'une puissance > 10 kW soumises ou non soumises au régime k_{ECO}	123
5.3.2.	Basculement des installations d'une puissance ≤ 10 kW soumises ou non au régime k_{ECO}	124
5.4.	<i>Traitement des nouvelles installations à partir de l'entrée en vigueur du phasing-out</i>	124
5.5.	<i>Assiette de perception de l'OSP E-SER et réductions pour les différents publics-cibles</i>	125
5.5.1.	Assiette de perception de l'OSP E-SER	125
5.5.2.	Réductions applicables à l'OSP E-SER en fonction des publics-cibles.....	126
5.6.	<i>Transmission des relevés d'index pour les installations éligibles à la prime E-SER</i>	127
5.7.	<i>Amorçage du nouveau mécanisme E-SER</i>	128
5.8.	<i>Traitement des opérations de portage et de temporisation</i>	128
5.9.	<i>Soutien à l'injection de biométhane</i>	129
5.10.	<i>Obligation de notification auprès de l'Europe</i>	129
5.10.1.	Modifications au régime de soutien et respect des lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020.....	129
5.10.2.	Réduction accordée sur l'OSP E-SER	132
5.11.	<i>Synthèse de la proposition de phasing-out de la CWAPE</i>	134
6.	ÉVALUATION DU NOUVEAU MÉCANISME E-SER	137
6.1.	<i>Type et niveau de soutien</i>	137
6.1.1.	Méthodologie relative à la détermination de la prime E-SER	137
6.1.2.	Résultats.....	137
6.2.	<i>Trajectoires de production</i>	142
6.2.1.	Sites bénéficiant du système de CV.....	142
6.2.2.	Objectif E-SER 2030 ventilé par filière.....	144
6.2.3.	Sites entrant dans le système de PRIME E-SER	145
6.2.4.	Ensemble des sites de production.....	146
6.3.	<i>Mix E-SER à l'horizon 2030</i>	147
6.4.	<i>Trajectoires de coût</i>	148
6.4.1.	Sites bénéficiant du régime de soutien CV.....	148
6.4.2.	Sites bénéficiant du système de PRIME E-SER	150

6.4.3.	Ensemble des sites de production.....	151
6.5.	<i>Financement</i>	151
6.5.1.	Détermination de la fourniture d'électricité soumise à l'OSP E-SER	151
6.5.2.	Détermination du niveau de l'OSP E-SER	155
7.	TRANSITION VERS LE <i>PHASING OUT</i> DU MÉCANISME.....	161
7.1.	<i>Mesures relatives au soutien</i>	162
7.1.1.	Relevés trimestriels des index de production d'électricité verte	162
7.1.2.	Transmission des certificats de garantie d'origine (CGO) et des contrôles périodiques	165
7.1.3.	Condition d'autoconsommation pour les installations photovoltaïques de puissance > 10 kW	167
7.1.4.	Suppression du prix plancher de l'électricité autoconsommée dans la méthodologie k_{ECO}	169
7.1.5.	Mesure de sauvetage biomasse solide et biométhanisation agricole (article 15 <i>octies</i> §2)	170
7.1.6.	Sites en fin de période d'octroi et modifications significatives	172
7.1.7.	Durée d'octroi du soutien	183
7.1.8.	Majoration des k_{ECO}	183
7.1.9.	Octroi anticipé.....	186
7.1.10.	Facteur correcteur rho pour les installations d'une puissance ≤ 10 kW	187
7.1.11.	Traitement automatique des demandes de garantie d'achat de CV au prix minimum de 65 EUR	187
7.1.12.	Fréquence de révision du k_{ECO} filière photovoltaïque, durée de vie et prix de l'électricité autoconsommée	189
7.1.13.	Simplification à destination des installations d'une puissance ≤ 10 kW	190
7.1.14.	Nécessité de définir la biométhanisation agricole	190
7.1.15.	Traitement des prix de l'électricité verte négatifs	190
7.2.	<i>Simplification de la transmission des données relatives aux réductions de quotas de CV pour les entreprises en accord de branche</i>	191
7.3.	<i>Mesures liées au financement du régime de soutien</i>	192
7.3.1.	Gestion de l'excédent de CV sur le marché.....	192
7.3.2.	Prix des certificats verts en préparation à la mise en place du <i>phasing-out</i>	194

Index graphiques

GRAPHIQUE 1	ÉLÉMENTS DE LA DÉCLARATION DE POLITIQUE RÉGIONALE 2017-2019	20
GRAPHIQUE 2	PROCÉDURE APPLICABLE DANS LE MÉCANISME DE RÉSERVATION DES CERTIFICATS VERTS.....	25
GRAPHIQUE 3	ÉVOLUTION DES QUOTAS NOMINAUX DE CV SUR LA PÉRIODE 2003-2024	27
GRAPHIQUE 4	ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CV ÉMIS SUR LA PÉRIODE 2003-2017	32
GRAPHIQUE 5	ÉVOLUTION DES CV ANNULÉS (RETOUR QUOTA) SUR LA PÉRIODE 2003-2017	33
GRAPHIQUE 6	ÉVOLUTION DES CV VENDUS AU PRIX MINIMUM GARANTI	34
GRAPHIQUE 7	ÉVOLUTION TRIMESTRIELLE DU PRIX MOYEN DE VENTE DU CV	35
GRAPHIQUE 8	ÉVOLUTION ANNUELLE DES CV EN CIRCULATION.....	36
GRAPHIQUE 9	ÉVOLUTION ANNUELLE DU COÛT DU MÉCANISME ACTUEL.....	36
GRAPHIQUE 10	ÉVOLUTION ANNUELLE DES MOYENS DE FINANCEMENT DU MÉCANISME	37
GRAPHIQUE 11	ÉVOLUTION DU FINANCEMENT PAR LE QUOTA DE CV	38
GRAPHIQUE 12	ÉVOLUTION DU FINANCEMENT PAR LA SURCHARGE	39
GRAPHIQUE 13	RÉPARTITION DU FINANCEMENT PAR LA SURCHARGE PAR TYPE DE CONSOMMATEUR.....	41
GRAPHIQUE 14	RÉPARTITION DU VOLUME PRÉLEVÉ PAR TYPE DE CONSOMMATEUR	41
GRAPHIQUE 15	RÉPARTITION DU FINANCEMENT ET DU VOLUME DE FOURNITURE	43
GRAPHIQUE 16	ÉVOLUTION ANNUELLE DE LA PRODUCTION E-SER.....	44
GRAPHIQUE 17	MIX E-SER ACTUEL.....	44
GRAPHIQUE 18	PROJECTION DE LA PRODUCTION E-SER SUR BASE DES SITES NON SOUMIS AU RÉGIME K _{eco}	47
GRAPHIQUE 19	PROJECTION DU COÛT DES SITES NON SOUMISES AU RÉGIME K _{eco}	49
GRAPHIQUE 20	PROJECTION DE LA PRODUCTION E-SER PAR FILIÈRE DES SITES K _{eco}	51
GRAPHIQUE 21	PROJECTION DU COÛT DES INSTALLATIONS K _{eco} À L’HORIZON 2020 & 2030.....	52
GRAPHIQUE 22	PROJECTION DE LA PRODUCTION E-SER PAR FILIÈRE DE L’ENSEMBLE DES INSTALLATIONS	53
GRAPHIQUE 23	PROJECTION DU COÛT DE L’ENSEMBLE DES INSTALLATIONS À L’HORIZON 2020 & 2030	54
GRAPHIQUE 24	OBJECTIFS E-SER 2020 & 2030.....	55
GRAPHIQUE 25	MIX E-SER À L’HORIZON 2030	55
GRAPHIQUE 26	INDICATEURS DE PERFORMANCE ÉCONOMIQUE DES SOUS-FILIÈRES.....	77
GRAPHIQUE 27	INDICATEUR DE PERFORMANCE ÉCONOMICO-ENVIRONNEMENTALE DES SOUS-FILIÈRES.....	81
GRAPHIQUE 28	POTENTIEL DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE RENOUVELABLE À L’HORIZON 2030 (SOURCE : EDORA).....	86
GRAPHIQUE 29	MIX E-SER À L’HORIZON 2030	87
GRAPHIQUE 30	RÉPARTITION DE LA PRODUCTION D’ÉLECTRICITÉ VERTE ET DU SOUTIEN PAR SOUS-FILIÈRE EN 2017.....	89
GRAPHIQUE 31	PYRAMIDE DE LANSINK	91
GRAPHIQUE 32	MATRICE DE CLASSIFICATION DES SOUS-FILIÈRES.....	93
GRAPHIQUE 33	MATRICE DE CLASSIFICATION DE LA FILIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE.....	94
GRAPHIQUE 34	MATRICE DE CLASSIFICATION DE LA FILIÈRE ÉOLIENNE	94
GRAPHIQUE 35	MATRICE DE CLASSIFICATION DE LA FILIÈRE HYDRAULIQUE	95
GRAPHIQUE 36	MATRICE DE CLASSIFICATION DE LA FILIÈRE BIOGAZ AGRICOLE.....	96
GRAPHIQUE 37	MATRICE DE CLASSIFICATION DE LA FILIÈRE BIOGAZ DE L’INDUSTRIE AGRO-ALIMENTAIRE.....	96
GRAPHIQUE 38	MATRICE DE CLASSIFICATION DE LA FILIÈRE BIOMASSE SOLIDE BOIS BRUT	97
GRAPHIQUE 39	MATRICE DE CLASSIFICATION DE LA FILIÈRE BIOMASSE BOIS TRAITÉ	97
GRAPHIQUE 40	MATRICE DE CLASSIFICATION DE LA FILIÈRE COGÉNÉRATION FOSSILE	98
GRAPHIQUE 41	TYPE DE SOUTIEN	100
GRAPHIQUE 42	MÉCANISME E-SER – FLUX FINANCIERS ET DE DONNÉES.....	120
GRAPHIQUE 43	MÉCANISME E-SER – FLUX D’INFORMATIONS.....	121
GRAPHIQUE 44	MÉCANISME E-SER – CONTRÔLES ET REPORTINGS.....	122
GRAPHIQUE 45	PROJECTION DE LA PRODUCTION E-SER SUR BASE DES SITES NON-K _{eco}	142
GRAPHIQUE 46	PROJECTION DE LA PRODUCTION E-SER PAR FILIÈRE DES SITES K _{eco}	143
GRAPHIQUE 47	PROJECTION DE LA PRODUCTION E-SER DES SITES BÉNÉFICIANT DU SYSTÈME DES CV	144
GRAPHIQUE 48	RÉPARTITION DE L’EFFORT PAR FILIÈRE.....	145
GRAPHIQUE 49	PROJECTION DE LA PRODUCTION E-SER DES SITES PRIME E-SER	146
GRAPHIQUE 50	PROJECTION DE LA PRODUCTION E-SER DE L’ENSEMBLE DES SITES DE PRODUCTION	147

GRAPHIQUE 51	Mix E-SER À L'HORIZON 2030	147
GRAPHIQUE 52	PROJECTION DU COÛT DES SITES NON-KECO.....	148
GRAPHIQUE 53	PROJECTION DU COÛT DES SITES KECO	149
GRAPHIQUE 54	PROJECTION DU COÛT DES SITES RELATIFS AU MÉCANISME DES CV	150
GRAPHIQUE 55	PROJECTION DU COÛT DES SITES PRIME E-SER.....	150
GRAPHIQUE 56	PROJECTION DU COÛT DE L'ENSEMBLE DES SITES DE PRODUCTION	151
GRAPHIQUE 57	ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION FINALE D'ÉLECTRICITÉ AU NIVEAU BELGE ET EN WALLONIE	152
GRAPHIQUE 58	PRODUCTION ET AUTOCONSOMMATION E-SER À L'HORIZON 2030.....	153
GRAPHIQUE 59	PRÉVISIONS DE CONSOMMATION ET DE FOURNITURE À L'HORIZON 2030	155
GRAPHIQUE 60	OSP E-SER – PART RELATIVE AUX COÛTS HISTORIQUES ASSOCIÉS AU MÉCANISME DES CV	158
GRAPHIQUE 61	COÛT ÉVITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ AUTOCONSOMMÉE	169

Index tableaux

TABLEAU 1	NIVEAU DE LA SURCHARGE PAR GRD	40
TABLEAU 2	DONNÉES PAR GROUPE DE CONSOMMATEURS.....	43
TABLEAU 3	ÉTAT DE LA CONSOMMATION DES ENVELOPPES SUR LA PÉRIODE 2014-2017.....	50
TABLEAU 4	ENVELOPPES DE CV POUR LA PÉRIODE 2018-2024.....	50
TABLEAU 5	OBJECTIFS E-SER - RÉPARTITION DE L'EFFORT PAR VECTEUR EN GWH ET EN %	54
TABLEAU 6	COMPARAISON DES DIFFÉRENTS MÉCANISMES DE SOUTIEN	59
TABLEAU 7	MÉCANISMES DE SOUTIEN À LA PRODUCTION AU SEIN DES ÉTATS MEMBRES DE L'UE.....	60
TABLEAU 8	SOUS-FILIÈRES	75
TABLEAU 9	INDICATEURS DE PERFORMANCE ÉCONOMIQUE DES SOUS-FILIÈRES.....	78
TABLEAU 10	COEFFICIENTS D'ÉMISSIONS DE CO ₂ PAR SOUS-FILIÈRE.....	79
TABLEAU 11	INDICATEUR DE PERFORMANCE ÉCONOMICO-ENVIRONNEMENTALE DES SOUS-FILIÈRES.....	82
TABLEAU 12	POTENTIEL DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE RENOUVELABLE À L'HORIZON 2030.....	85
TABLEAU 13	STRATÉGIE ÉLECTRIQUE RENOUVELABLE EN WALLONIE À L'HORIZON 2020 ET 2030	88
TABLEAU 14	TYPE DE SOUTIEN ET PROCÉDURE D'OCTROI DU SOUTIEN PAR SOUS-FILIÈRE	104
TABLEAU 15	DURÉE DE VIE TECHNICO-ÉCONOMIQUE PAR FILIÈRE	110
TABLEAU 16	OBLIGATIONS EUROPÉENNES QUANT AUX MÉCANISMES DE SOUTIEN À LA PRODUCTION	131
TABLEAU 17	NIVEAU DE SOUTIEN – FILIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE.....	138
TABLEAU 18	NIVEAU DE SOUTIEN – FILIÈRE ÉOLIENNE.....	138
TABLEAU 19	NIVEAU DE SOUTIEN – FILIÈRE HYDRAULIQUE	139
TABLEAU 20	NIVEAU DE SOUTIEN – FILIÈRE BIOGAZ	139
TABLEAU 21	NIVEAU DE SOUTIEN – FILIÈRE BIOMASSE.....	140
TABLEAU 22	NIVEAU DE SOUTIEN – FILIÈRE COGÉNÉRATION FOSSILE.....	141
TABLEAU 23	OBJECTIFS E-SER 2030 VENTILÉ PAR FILIÈRE.....	144
TABLEAU 24	GWH ADDITIONNELS PAR FILIÈRE.....	145
TABLEAU 25	TAUX D'AUTOCONSOMMATION PAR FILIÈRE.....	153
TABLEAU 26	FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ À L'HORIZON 2030.....	153
TABLEAU 27	FOURNITURE SOUMISE À OSP E-SER À L'HORIZON 2030	154
TABLEAU 28	COÛT DU SOUTIEN À LA PRODUCTION DANS LE MÉCANISME E-SER	155
TABLEAU 29	COÛTS HISTORIQUES ASSOCIÉS AU MÉCANISME DES CV	156
TABLEAU 30	NIVEAU ANNUEL DE L'OSP E-SER SUR LA PÉRIODE 2021-2030.....	156
TABLEAU 31	POURCENTAGE DE DO – PÉRIODE COUVERTE ≤ 100 J – 2015.....	163
TABLEAU 32	DOSSIERS DE DEMANDES D'APPLICATION D'UN COEFFICIENT ÉCONOMIQUE KECO – BIOMÉTHANISATION AGRICOLE	171
TABLEAU 33	DOSSIERS DE DEMANDES D'APPLICATION D'UN COEFFICIENT ÉCONOMIQUE KECO – BIOMASSE SOLIDE.....	171
TABLEAU 34	INSTALLATIONS NON SOUMISES AU RÉGIME KECO – TAUX D'OCTROI APPLICABLES APRÈS LA PÉRIODE D'OCTROI	173
TABLEAU 35	DURÉE D'OCTROI DU SOUTIEN À LA PRODUCTION PAR FILIÈRE.....	183
TABLEAU 36	KECO MAJORÉ – LISTES DES DOSSIERS RÉCEPTIONNÉS ET TRAITÉS.....	184
TABLEAU 37	KECO MAJORÉ – NOMBRE DE CV ADDITIONNELS OCTROYÉS.....	185

MOT DE LA VICE-PRÉSIDENTE DE LA CWAPE

La proposition qui suit est le fruit d'un travail extrêmement conséquent qui a débuté il y a un peu plus d'un an. Il n'aurait pas pu être réalisé sans la gestion opérationnelle journalière des dossiers réalisée depuis des années par l'équipe de la Direction de la Promotion de l'électricité verte, qu'il s'agisse par exemple de l'encodage manuel des relevés d'index reçus par courrier, la préparation des 14 000 ordres de paiement mensuels transmis à Elia, l'analyse des relevés d'index en contrôle, la gestion des modifications de sites, l'analyse des certificats de garantie d'origine et des rapports de contrôle périodique des installations, le contrôle trimestriel de l'obligation de restitution de quotas de certificats verts par les fournisseurs, des réductions accordées dans le cadre des accords de branche mais également des exonérations de la surcharge CV wallons, le calcul trimestriel des coefficients k_{CO_2} des sites complexes, le traitement des dossiers de sauvetage biomasse, de modification significative et des demandes de k_{ECO} majorés, la définition des méthodologies, la rédaction des avis demandés à la CWAPE par le Gouvernement wallon sur les projets de textes législatifs, ou encore du développement des feuilles de calcul d'octroi, des modifications à apporter à la base de données de CWAPE à chaque modification législative et des réponses à toutes les questions des producteurs ou des acteurs du marché de l'énergie en Wallonie. Cette proposition s'est donc construite à partir la connaissance générée par le travail quotidien de toute une équipe.

Il est également le résultat de rencontres, régulières depuis mon arrivée à la CWAPE en 2015, avec les producteurs, les gestionnaires de réseau, les fournisseurs, les fédérations, la DGO4-Énergie, les cabinets ministériels concernés, en bref avec l'ensemble des *stakeholders* du marché de l'énergie.

Ainsi, je tiens à remercier personnellement tous les contributeurs internes et externes, directs ou indirects, pour leurs apports et leur implication dans ce travail de fond, qui se base sur 15 années d'octroi et de gestion de certificats verts.

Les éléments qui sont présentés et détaillés dans les pages qui suivent, proposent un *phasing-out* complet et ambitieux du mécanisme de soutien à la production d'électricité verte en Wallonie. Il répond notamment au besoin de révision du mécanisme exprimé dans les Déclarations de politique régionale de 2014 et 2017. Il appartient à présent au Gouvernement wallon de décider ce qu'il convient de mettre en œuvre.

Christel EVRARD

Vice-Présidente de la CWAPE

Directrice de la Promotion de l'électricité verte

Juin 2018

EXECUTIVE SUMMARY

La présente proposition fait suite aux constats que la CWaPE a pu dresser suite à 15 années d'octroi et de gestion du mécanisme de certificats verts (CV). Elle répond également à l'obligation, pour la CWaPE, de suivre la trajectoire de développement de la production d'électricité verte et au besoin exprimé dans les Déclarations de politique régionale des 2014 et 2017, qui pointe la nécessité de revoir le mécanisme de soutien à la production d'électricité verte en Wallonie.

Le document retrace tout d'abord l'historique du système de soutien à la production d'électricité verte en Wallonie depuis 2003, aussi bien au niveau du fonctionnement du mécanisme que des chiffres clés. Dans sa version originelle, le mécanisme de soutien consiste en l'octroi de **titres virtuels** aux producteurs (en fonction de leur production et de la performance environnementale de l'installation), les CV, négociables sur un marché, le **marché des CV**, dans lequel le prix est déterminé par la loi de l'**offre** (matérialisée par les CV octroyés aux producteurs par la CWaPE et vendus par ceux-ci) et de la **demande** (déterminée par le quota de CV que les acteurs de marché doivent restituer trimestriellement à la CWaPE en vue de leur annulation).

Au fil du temps, de nombreuses adaptations ont été apportées au mécanisme de soutien, afin notamment de promouvoir le développement de certaines filières de production d'électricité verte et de sécuriser les investissements consentis par les porteurs de projet.

Ces différentes adaptations, nombreuses, ont rendu le système initial **extrêmement complexe et parfois difficilement compréhensible** pour bon nombre de producteurs ou d'acteurs du marché de l'énergie. Toutefois, un benchmark européen réalisé dans le cadre de la présente proposition montre que cette complexité n'est pas une exception mais est présente partout où de tels mécanismes ont vu le jour.

Au niveau des chiffres relatifs aux 15 années d'existence du mécanisme étudié, il ressort que le **déséquilibre** constaté sur le marché des CV est essentiellement la conséquence du développement des installations SOLWATT (ou photovoltaïque résidentiel), dont le nombre s'élève à plus de 121 000 aujourd'hui. Au total, sur la période 2003-2017, toutes filières confondues, près de **58 643 000 CV** ont été **octroyés**, dont 40 % aux installations SOLWATT. Sur la même période, près de **35 480 000 CV** ont été **annulés** et donc retirés du marché. On constate donc que la demande, soit le quota de CV, est bien inférieure à l'offre de CV. Cette situation a eu pour effet un recours accru au prix minimum garanti auprès du gestionnaire du réseau de transport local (GRTL), Elia, et, partant, une baisse du prix du CV sur le marché.

L'augmentation importante du nombre de CV a, en outre, poussé le Gouvernement wallon à initier, dès 2015, des **opérations de portage et de temporisation** visant à racheter une quantité non négligeable de CV à Elia et à les conserver dans l'attente que les conditions de marché s'améliorent afin de maintenir la surcharge CV wallons, intégrée dans le tarif de transport local, à son niveau de 2013, 13,8159 EUR/MWh HTVA.

En ce qui concerne le **coût du mécanisme**, il représente, entre 2003 et 2017, plus de **4,3 milliards d'EUR cumulés et 4,3 TWh de production à la fin de l'année 2017**.

Son financement – passé de 59 millions d’EUR en 2003 à 550 millions d’EUR en 2017, dont près de 200 millions d’EUR via la surcharge CV wallons – repose sur deux assiettes :

- celle relative au quota de CV : la fourniture aux clients finals situés en Wallonie, en ce compris les consommations propres des fournisseurs (hors énergie électrique absorbée par l’opération de pompage dans les centrales de pompage/turbinage) ainsi que la production électrique des autoproducteurs conventionnels pour leur usage propre et en excluant la fourniture aux clients protégés régionaux.
- celle relative à la surcharge CV wallons : les prélèvements d’électricité des utilisateurs du réseau de transport local de catégories 2, 3 et 4 en Wallonie (environ 75 % de la fourniture en Wallonie).

Cette différence de périmètre de contribution a pour conséquence que le financement du système est répercuté de manière inéquitable sur les différents types de consommateurs d’électricité. On constate en effet que la catégorie de consommateurs dont font partie les clients résidentiels, si elle représente environ 51 % du volume d’électricité fourni, contribue pour plus de 76 % au financement, avec une contribution de l’ordre de 36,29 EUR/MWh HTVA. Les entreprises en accord de branche raccordées sur le réseau de transport, non soumises à la surcharge CV wallons et bénéficiant de réductions sur le quota de CV à restituer en fonction de leur fourniture, représentent quant à elles 20,49 % du volume d’électricité fourni en Wallonie et contribuent à hauteur de 7,95 % au financement global du soutien accordé aux producteurs d’électricité verte, en payant en moyenne 9,45 EUR/MWh HTVA.

La proposition expose ensuite les **trajectoires de production en lien avec les objectifs E-SER** fixés à l’horizon 2020 et 2030 par le Gouvernement wallon en 2015. On constate que la production augmente progressivement jusqu’en 2026, mais que cette production présente une décroissance en 2021 suite à l’arrêt de la centrale des *Awirs* puis progresse à nouveau à partir de 2022. L’absence d’enveloppes fixées au-delà de 2024 et l’abandon de la procédure d’appel d’offres pour une centrale biomasse de puissance importante expliquent la stabilité de la production à un niveau de **7 TWh pour la période 2026-2030. Toutefois, si à cet horizon, la production E-SER ne nécessite plus de soutien, cette projection pourrait évoluer mais dans une mesure qu’il es impossible de chiffrer. Même si l’objectif de 5 554 GWh en 2020 semble pouvoir être atteint, celui de 9 181 GWh en 2030 ne le sera pas.** Enfin, il convient de souligner la contribution importante des filières éolienne et photovoltaïque, intermittentes, dans la production E-SER projetée à l’horizon 2030 (en moyenne 80 %).

Quant au coût cumulé sur la **période 2018-2030**, il s’élève à plus de **7,4 milliards d’EUR**.

La suite du document expose le cœur de la proposition de révision du mécanisme de soutien à la promotion de l’électricité verte proprement dite, qui répond à un triple objectif :

- l’optimisation de la production E-SER sur base des objectifs fixés par le Gouvernement ;
- l’incitation à l’investissement ;
- la maîtrise du coût répercuté sur la collectivité.

La proposition de la CWaPE constitue un **phasing-out complet du mécanisme des CV**, qui pourrait être opérationnel **en 2021**. Il s'articule autour de deux axes :

- d'une part, la **réforme du régime de soutien** à la production d'électricité verte, consistant à passer d'un système d'octroi de CV à l'octroi d'une prime E-SER basée sur un régime de FIP flottant avec remboursement, défini sur base de la méthodologie de la valeur actuelle nette de l'installation. Un soutien alternatif, non proportionnel à la production d'électricité verte, est proposé pour certaines classes de puissance des filières envisagées ;
- d'autre part, un **phasing-out global du système de financement par une OSP unique (OSP E-SER)¹**.

La prime E-SER peut être octroyée selon 2 procédures : une **procédure administrative** avec guichet ouvert et budget plafonné, défini par le Gouvernement wallon, et une **procédure compétitive** destinée à amener un volume de production additionnel déterminé, sur base d'un budget spécifique également déterminé par le Gouvernement wallon.

Le tableau 14 de la proposition résume, par sous-filière, le type de soutien envisagé de même que les procédures d'octroi de la prime E-SER.

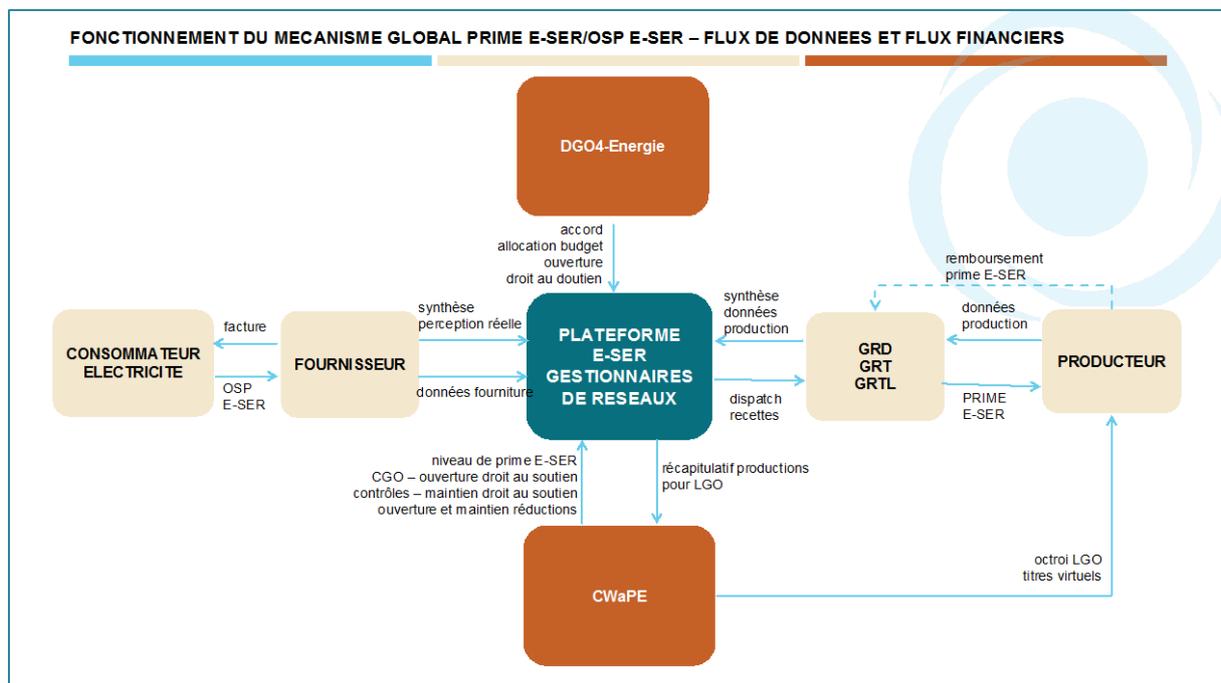
En ce qui concerne **l'assiette de perception de l'OSP E-SER**, c'est celle qui sert de base au **quota de CV** qui est retenue. Elle permet notamment de résoudre l'inéquité qui existe aujourd'hui entre certains consommateurs du fait de la coexistence de deux modes de financement du système de soutien (quota CV et surcharge CV wallons). Pour rappel, la surcharge CV wallons, liée à l'obligation d'achat de CV au prix minimum garanti par Elia, lors de sa mise en place en 2008, n'a jamais été envisagée comme un mode de financement à part entière du soutien à la production d'électricité verte, elle devait uniquement jouer le rôle de filet de sécurité. Cette option permet d'élargir l'assiette de perception de la nouvelle OSP E-SER par rapport à la situation actuelle et de davantage lisser la charge de financement.

C'est un **basculement complet**, de toutes les installations de production d'électricité verte existantes au 31 décembre 2020, que propose la CWaPE, de même que la suppression du marché des CV, des quotas, et de l'obligation d'achat de CV au prix minimum garanti de 65 EUR/CV HTVA par le GRTL, Elia.

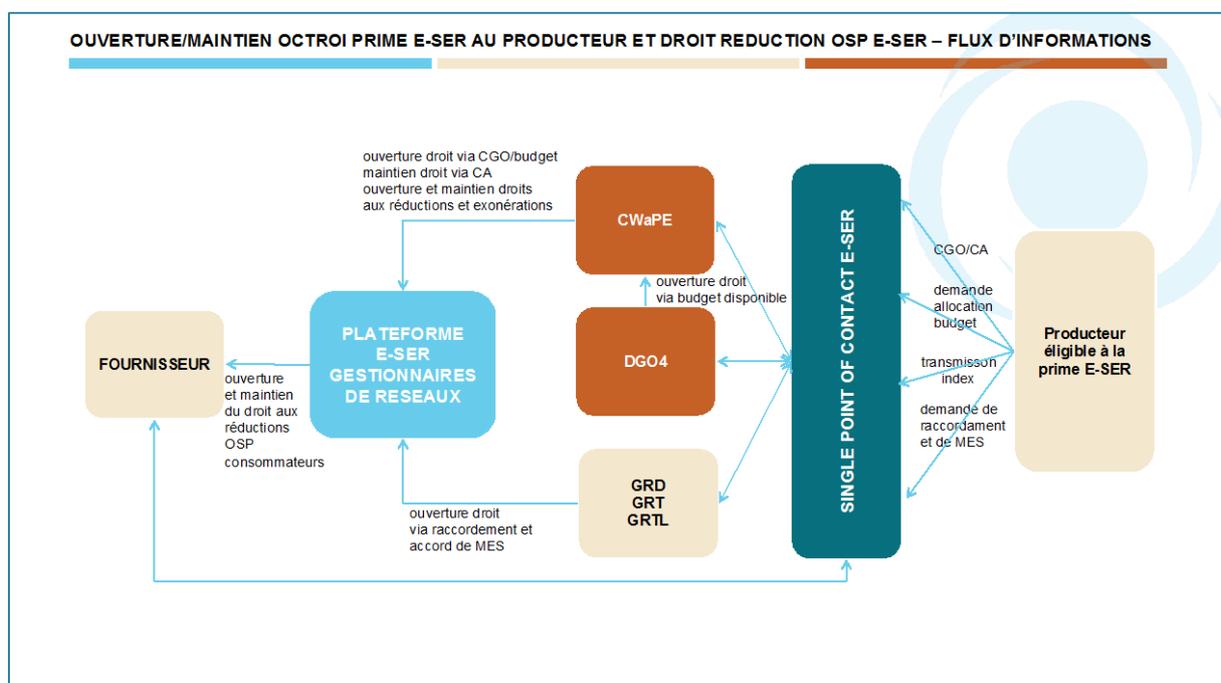
Le traitement de **l'opération de portage de CV**, réalisée en 2015 par *Solar Chest*, et de la première **temporisation**, mise en œuvre par l'AWAC, de même que les suivantes si nécessaire, sont prises en compte dans l'OSP E-SER.

¹ L'OSP E-SER ne finance pas le système de soutien alternatif (comme le subside à l'investissement par exemple) visé dans la proposition.

Au niveau de l'organisation du mécanisme, la proposition envisage le rôle des différents acteurs du marché de l'énergie en Wallonie et la mise en place d'une plateforme E-SER regroupant notamment les gestionnaires de réseaux impliqués dans le processus. L'organisation peut se résumer comme suit :



La mise en place d'un *single point of contact* E-SER, à destination des producteurs et porteurs de projet, est envisagée :



Un reporting régulier du régulateur indépendant sur différents éléments relatifs au mécanisme E-SER (contrôle de l'OSP E-SER, suivi des dépenses relatives à la prime E-SER sur base du budget défini, validation des soldes annuels et approbation de leur affectation, définition du niveau de la prime E-

SER, détermination du niveau de l'OSP E-SER, ...) à destination du **Gouvernement et du Parlement wallons** est également prévu.

La proposition résume également, de manière synthétique, les données techniques et économiques considérées dans la détermination de la prime E-SER. Afin d'atteindre les objectifs de production E-SER fixés par le Gouvernement wallon à l'horizon 2030 (9 181 GWh), la CWaPE détermine la part de la production E-SER et le coût annuel du déploiement de la production d'électricité verte de même que le **coût cumulé à l'horizon 2030**, en comparant deux options : celle du statu quo (législation actuelle conservant le mécanisme des CV) et celle de l'opérationnalisation du mécanisme E-SER dès 2021.

Le tableau ci-après globalise les données de production et de coût à l'horizon 2030 :

	Législation actuelle	Mécanisme PRIME E-SER
Production à l'horizon 2030	7,054 TWh	9,181 TWh
Sites non soumis au régime k_{ECO}	3,948 TWh	3,948 TWh
Sites soumis au régime k_{ECO}	3,106 TWh	2,238 TWh
Sites soumis au nouveau mécanisme	-	2,995 TWh
Coût cumulé à l'horizon 2030	7,411 Mrd EUR	7,683 Mrd EUR
Sites non soumis au régime k_{ECO}	4,836 Mrd EUR	4,444 Mrd EUR
Sites soumis au régime k_{ECO}	2,575 Mrd EUR	2,101 Mrd EUR
Sites soumis au nouveau mécanisme	-	1,138 Mrd EUR
Objectif 2030	Non atteint	Atteint
Mix E-SER à l'horizon 2030	100%	100%
Intermittent (photovoltaïque, éolien)	80%	70%
Base load (hydraulique, biomasse)	20%	30%

Le nouveau mécanisme E-SER proposé par la CWaPE permet d'atteindre l'objectif de 9 181 GWh à l'horizon 2030 avec un productible complémentaire fourni par des sites soumis au nouveau mécanisme de prime E-SER. Celui-ci permet donc produire près de 3 TWh d'E-SER et ce, à moindre coût sur la période considérée.

L'estimation de l'OSP E-SER, lissée sur 10 ans, à partir de 2021, pour un client type Dc (3 500 kWh/an) est de **47,67 EUR/MWh HTVA**. Cela représente en moyenne environ **9,66 EUR/MWh HTVA** de plus que le niveau de la contribution moyenne, regroupant le quotas CV et la surcharge CV wallons, projetée à **38,01 EUR/MWh HTVA** pour la période 2021 et 2030. Il est important de souligner que l'OSP E-SER proposée par la CWaPE permet d'assurer l'atteinte de l'objectif E-SER défini par le Gouvernement wallon à l'horizon 2030, de résorber les CV mis en réserve et temporisés jusqu'en 2020, de ne plus créer de dette CV, de financer le stock de CV présents sur les comptes au 31 décembre 2020, de maintenir la production des installations existantes contribuant à l'objectif E-SER, et de financer le développement de nouveaux projets, ce que ne permet pas la contribution projetée en 2021 sur base de la législation actuelle.

La dernière partie de la proposition présente **une phase transitoire** qui propose des solutions à une série de dysfonctionnements identifiés dans le système actuel et permet de préparer l'opérationnalisation du mécanisme E-SER. Elle reprend notamment des propositions de modifications de l'AGW du 30 novembre 2006 afin d'améliorer les points suivants :

- certaines mesures relatives au soutien à la production d'électricité verte ;
- des mesures relatives à la procédure de restitution de quota de CV par les fournisseurs et les GRD ;
- des mesures relatives au financement du soutien octroyé aux producteurs d'électricité verte.

Enfin, la CWaPE **prône une collaboration active entre le régulateur indépendant et les acteurs de marché** pour la mise en place des mesures transitoires qu'elle propose et pour l'opérationnalisation du mécanisme E-SER. La **communication** auprès de tous les acteurs concernés représente également un **facteur clé de succès** du nouveau mécanisme E-SER.

OBJET

Conformément à l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération de qualité, suivant l'article 15 §1^{er} bis, la CWaPE est tenue de remettre au Gouvernement un rapport relatif à une évaluation des trajectoires de production par filière. Cette évaluation porte sur l'évolution du productible de chaque filière ainsi que sur l'évolution du marché des certificats verts (CV) :

« Tous les trois ans, de manière concomitante au mécanisme d'évaluation des quotas visé à l'article 25, §§ 3 et 4, une évaluation des trajectoires par filière est réalisée par le Gouvernement, sur la base d'un rapport de la CWaPE et de l'Administration. Cette évaluation porte sur l'évolution constatée et attendue du productible de chaque filière, au regard de la répartition indicative entre filière précisée à l'annexe 4, ainsi que sur l'évolution constatée et attendue sur le marché des certificats verts, compte tenu du mécanisme d'évaluation des quotas visés à l'article 25, §§ 3 et 4. »

Le Gouvernement fixe les trajectoires par filière de manière à constamment couvrir une période de 8 ans. Le cas échéant, le Gouvernement adapte les trajectoires par filière fixées à l'annexe 4. »

Tout comme la Déclaration de politique régionale (DPR) du 23 juillet 2014, la DPR 2017-2019 prévoit, notamment, en son Chapitre VI, une révision du mécanisme de soutien à la production d'électricité verte :

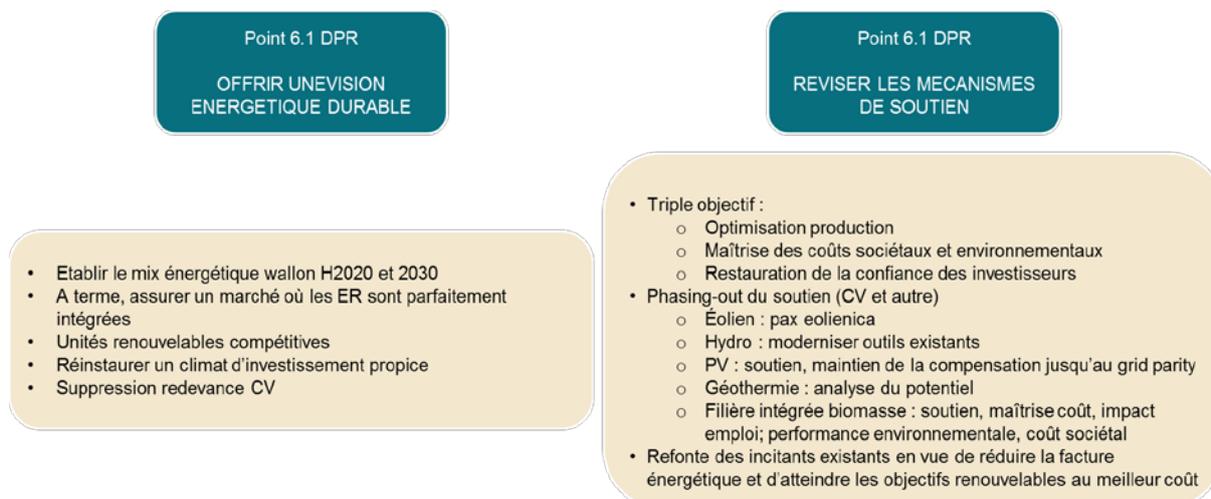
« Les mécanismes de soutien (trajectoires, enveloppes, quotas, taux de rentabilité, méthodologie du coefficient économique k_{ECO} , etc.) seront revus avec pour triple objectif l'optimisation de la production, la maîtrise des coûts sociétaux et environnementaux et la restauration de la confiance des investisseurs (particuliers, professionnels et industriels). »

Dans ce cadre, toute mesure régionale susceptible de mettre à mal ce climat de confiance et d'investissement sera analysée et, le cas échéant, révisée. En ce sens, la redevance sur les certificats verts pesant sur les grands producteurs sera supprimée.

Un phasing-out progressif du soutien public (via les certificats verts ou autre soutien) sera amorcé en vue de permettre aux filières matures de pouvoir s'insérer au mieux dans le marché. ».

Le schéma suivant reprend les éléments de la DPR, de façon synthétique :

GRAPHIQUE 1 ÉLÉMENTS DE LA DÉCLARATION DE POLITIQUE RÉGIONALE 2017-2019



Les deux DPR ont amené la CWaPE à entamer une réflexion complète et globale sur la pertinence et l'efficacité du système de soutien actuellement en vigueur en Région wallonne. Dans son avis du 28 août 2015², relatif à la stratégie énergétique renouvelable (stratégie SER³) définie par le Gouvernement wallon à l'horizon 2030, la CWaPE a souligné la nécessité de réaliser un *benchmark* des mécanismes de soutien autres que le système des CV, et ce dès qu'elle disposerait d'un recul suffisant permettant d'analyser l'efficacité et l'efficacité du système entré en vigueur le 1^{er} juillet 2014.

Ce travail conséquent s'appuie sur différentes étapes : l'état des lieux du système actuel a été dressé, pointant ses forces et ses faiblesses, un *benchmark* des mécanismes de soutien existant au sein de pays ciblés a été réalisé, en s'appuyant sur une étude réalisée par un consultant externe, et des propositions d'évolution du système de soutien actuel ont été formulées.

Le processus a débuté le 5 juillet 2017 avec l'ensemble des stakeholders concernés et s'est poursuivi avec une seconde séance d'échanges avec les acteurs du marché le 18 décembre 2017. La CWaPE a ensuite élaboré des pistes d'évolution du système actuel qui ont été présentées aux *stakeholders* les 4 et 17 mai 2018. Suite à ces deux dernières séances, la CWaPE a également reçu, des *stakeholders*, des contributions écrites dont elle a tenu compte dans la présente proposition.

Enfin, il est à noter que les tableaux, simulations et estimations présentés dans cette proposition ont été réalisés sur base de données pouvant comporter certaines incertitudes et approximations que la CWaPE n'est raisonnablement pas en mesure de détecter. Ces projections sont donc basées sur les meilleures estimations possibles mais elles doivent être considérées en tenant compte de différences qui pourront éventuellement être observées par rapport à la réalité des données qui seront finalement constatées.

2 Avis CD-15h26-CWaPE-1510 sur le 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.

3 Sources d'énergie renouvelables.

1. HISTORIQUE DU SYSTÈME DE SOUTIEN À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ VERTE EN WALLONIE

1.1. Historique

Le système de soutien à la production d'électricité verte en Région wallonne a subi de nombreuses adaptations au cours du temps, afin, notamment, de promouvoir le développement de certaines filières de production d'électricité verte et de sécuriser les investissements consentis par les porteurs de projet.

Dans sa version originelle, en 2003, le mécanisme de soutien consiste en l'octroi de certificats verts (CV), qui sont revendus par les producteurs sur un marché, le marché des CV, dans lequel le prix du CV est déterminé par la loi de l'offre et de la demande.

L'**offre** est caractérisée par les CV octroyés aux producteurs d'électricité renouvelable et issue de cogénération de qualité en fonction des émissions de CO₂ évitées par rapport à une installation de référence fonctionnant au gaz naturel (coefficient k_{CO_2}). Ce coefficient tient explicitement compte des émissions de gaz à effet de serre depuis la culture jusqu'à la conversion en électricité en passant par la préparation et le transport. Il objective notamment les émissions dues à l'usage de ressources locales ou, au contraire, à des combustibles transportés sur de longues distances. Le **taux d'octroi** est plafonné à 2 CV/MWh en-dessous de 5 MW et à 1 au-delà.

La **demande**, elle, est déterminée par les quotas de CV que les acteurs de marché soumis à **quota** doivent remettre trimestriellement à la CWaPE, équivalant à un pourcentage de leur fourniture d'électricité en Région wallonne.

Le mécanisme de soutien mis en place s'est révélé particulièrement efficace en ce qui concerne l'atteinte de l'objectif de 8 % de développement de la production d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables en 2008, alors que l'horizon de cet objectif était 2010.

Afin de favoriser le développement de la filière photovoltaïque résidentielle, le Gouvernement wallon lance le plan « SOLWATT » en 2008. Un **facteur multiplicateur** du taux d'octroi pour la filière photovoltaïque est alors introduit. Cette même année, la notion de prix minimum garanti pour les producteurs qui consiste en l'obligation d'achat des CV par le gestionnaire de réseau de transport local (GRTL) au prix de 65 EUR entre en vigueur⁴.

Pour chaque MWh d'électricité produit à partir d'une installation photovoltaïque, le nombre de CV à recevoir par le producteur est dès lors variable de 7 à 1 en fonction de la puissance de l'installation pendant une durée de 15 ans.

⁴ Avant l'entrée en vigueur du prix minimum garanti à charge du GRTL, Elia, et financé par une « surcharge CV wallons », le mécanisme d'aide à la production, pouvant se substituer à la vente sur le marché, était octroyé par le Ministre et financée par le Fonds Énergie (arrêté du Gouvernement wallon du 6 novembre 2003 relatif à l'aide à la production octroyée à l'électricité verte et modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 4 juillet 2002 relatif à la promotion de l'électricité verte).

Ainsi,

- les 5 premiers kWc (kilowatt crête) donnent droit à 7 CV/MWh d'électricité verte produite ;
- les 5 kWc suivants (de 5 à 10 kWc) donnent droit à 5 CV/MWh d'électricité verte produite ;
- les 240 kWc suivants (de 10 kWc à 250 kWc) donnent droit à 4 ou 1 CV/MWh d'électricité verte produite ;
- au-delà de 250 kWc, 1 CV/MWh d'électricité verte produite.

Les conditions cumulatives pour obtenir 4 CV/MWh pour la tranche de puissance 10-250 kWc sont décrites à l'article 15^{quater} de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 :

- 50 % au moins de l'électricité produite est autoconsommée par le producteur sur le lieu de l'installation de production. Cette condition est vérifiée trimestriellement par la CWaPE ;
- un audit des bâtiments ou des installations susceptibles d'être alimentés en électricité par les panneaux solaires photovoltaïques a été réalisé par un bureau agréé au sens de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mai 2002 relatif à l'octroi de subventions pour l'amélioration de l'efficacité énergétique et la promotion d'une utilisation plus rationnelle de l'énergie du secteur privé, démontrant qu'une unité de cogénération n'est pas réalisable sur le plan technique ou ne permet pas de garantir un temps de retour de l'investissement inférieur à cinq ans établi sur la base d'une méthodologie établie et publiée par la CWaPE ;
- l'installation de production d'électricité photovoltaïque n'a pas bénéficié d'aide à l'investissement couvrant plus de 50 % du coût de l'investissement. La CWaPE est chargée de vérifier lors de chaque octroi de CV le respect de cette condition.

Les installations photovoltaïques d'une puissance ≤ 10 kW se voient appliquer des régimes d'octroi de CV dégressifs à partir du 1^{er} avril 2012 et ce jusqu'à l'entrée en vigueur d'un nouveau mécanisme de soutien, spécifiquement dédié à ces installations.

Le mécanisme de soutien QUALIWATT entre en vigueur le 1^{er} mars 2014 (date du contrôle RGIE de l'installation faisant foi). Ce mécanisme prévoit le versement d'une prime annuelle pendant cinq ans par le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) auquel l'installation est raccordée. Le montant de la prime est fixé à l'avance par la CWaPE sur base d'une méthodologie publiée sur son site internet de manière à obtenir, pour une installation-type de 3 kWc, un temps de retour sur investissement de 8 ans et de tendre vers un TRI de 5%.

Le Gouvernement wallon a, par ailleurs, adopté, en 1^{ère} lecture le 21 décembre 2017 et en seconde lecture le 24 mai 2018, un arrêté mettant fin au régime QUALIWATT le 1^{er} juillet 2018. En effet, il est aujourd'hui constaté, par rapport au lancement du système QUALIWATT en 2014, que les installations photovoltaïques sont de l'ordre de 30 % moins chères. Entre le premier semestre 2014 et le premier semestre 2018, la prime de base a diminué de 624 EUR pour une installation-type et le taux de rendement dépasse l'objectif initial. Ces éléments ont amené le Gouvernement à conclure que

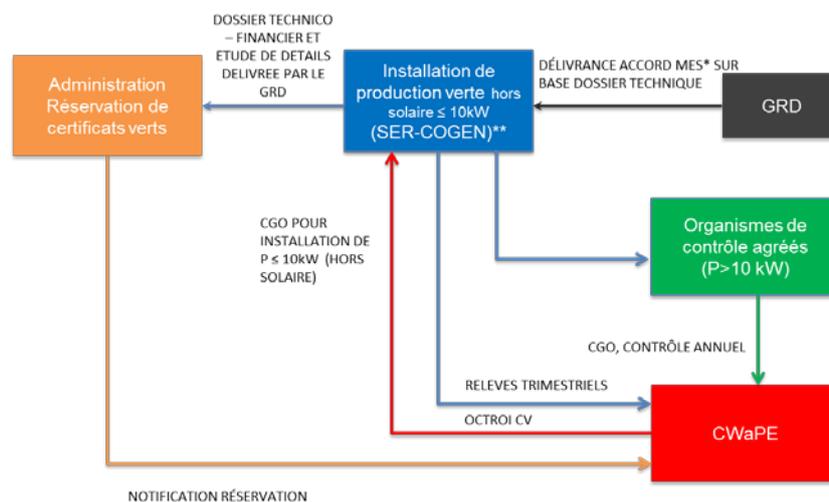
l'investissement dans une installation photovoltaïque d'une puissance ≤ 10 kW est devenu rentable sans soutien.

Pour les installations d'une puissance > 10 kW, à partir du 1^{er} juillet 2014 (le 1^{er} janvier 2015 pour la filière photovoltaïque), le système est adapté et le taux d'octroi de CV/MWh fait intervenir un **nouveau coefficient économique** (k_{ECO}) lié à la performance économique de l'installation. Il vient s'ajouter au coefficient environnemental (k_{CO_2}) et doit permettre d'assurer à l'investisseur, un taux de rentabilité de référence cible, fixé par le Gouvernement.

Par ailleurs afin de limiter les coûts pour la collectivité, il est désormais obligatoire, pour les producteurs, de **réserver les CV** auxquels ils peuvent prétendre dans des **enveloppes additionnelles** annuelles de CV définies par le Gouvernement, par filière jusqu'en 2024. Ces enveloppes sont liées au productible additionnel attendu par le Gouvernement dans le cadre du déploiement de sa stratégie énergie renouvelable définie en 2015.

Dans ce contexte, en 2014, un autre acteur est apparu dans la gestion du mécanisme des CV. Il s'agit de la DGO4-Énergie, chargée notamment de la réservation des CV, du suivi des enveloppes de CV et des décisions concernant les demandes de k_{ECO} majorés après que la CWaPE ait rendu son avis. La DGO4-Énergie doit également être concertée sur les méthodologies de calcul du soutien aux producteurs proposées par la CWaPE en toute indépendance. Ces éléments n'ont pas contribué à assurer un cadre clair et lisible auprès des acteurs concernés, bien au contraire. Le schéma ci-dessous reprend le système de réservation tel qu'il fonctionne aujourd'hui.

GRAPHIQUE 2 PROCÉDURE APPLICABLE DANS LE MÉCANISME DE RÉSERVATION DES CERTIFICATS VERTS



* Mise en service

** Les installations photovoltaïques ne sont soumises à réservation qu'à partir du 01/01/2015.

À ce jour, **plusieurs mécanismes de soutien à la production d'électricité verte**⁵ coexistent en Wallonie :

- le système en vigueur jusqu'au 30 juin 2014 pour toutes les filières de toutes puissances à l'exception de la filière photovoltaïque d'une puissance ≤ 10 kW. Pour les besoins du présent document, il est nommé « régime non k_{ECO} » ;
- le système des enveloppes de CV avec réservation, entré en vigueur le 1^{er} juillet 2014 pour toutes les filières de toutes puissances à l'exception de la filière photovoltaïque. La filière photovoltaïque d'une puissance > 10 kW se voit appliquer le système de réservation à partir du 1^{er} janvier 2015 (cf. point 2.2.2.1). Pour les besoins du présent document, il est appelé régime k_{ECO} ;
- en ce qui concerne la filière photovoltaïque d'une puissance > 10 kW, un régime transitoire a été d'application du 8 août 2014 au 31 décembre 2014 : il s'agit du système d'octroi de 2,5 CV/MWh avec la possibilité de bénéficier d'un bonus de 0,5 CV/MWh si les panneaux ont été encapsulés et/ou assemblés au sein de l'Espace économique européen ;
- le système SOLWATT pour les installations photovoltaïques d'une puissance ≤ 10 kW jusqu'au 28 février 2014 ;
- le système QUALIWATT (prime) depuis le 1^{er} mars 2014, régime qui a remplacé le système régime SOLWATT et qui se clôturera le 1^{er} juillet 2018.

Par ailleurs, le 29 mars 2018, le Gouvernement a décidé d'instaurer un régime d'octroi de CV additionnels destiné aux installations de cogénération utilisant des labels de garantie d'origine gaz SER wallons, pour « verdir » leur gaz naturel. Cet élément s'ajoute à la succession de régimes existants et complexifie encore davantage la compréhension globale du mécanisme de soutien à la production d'électricité verte.

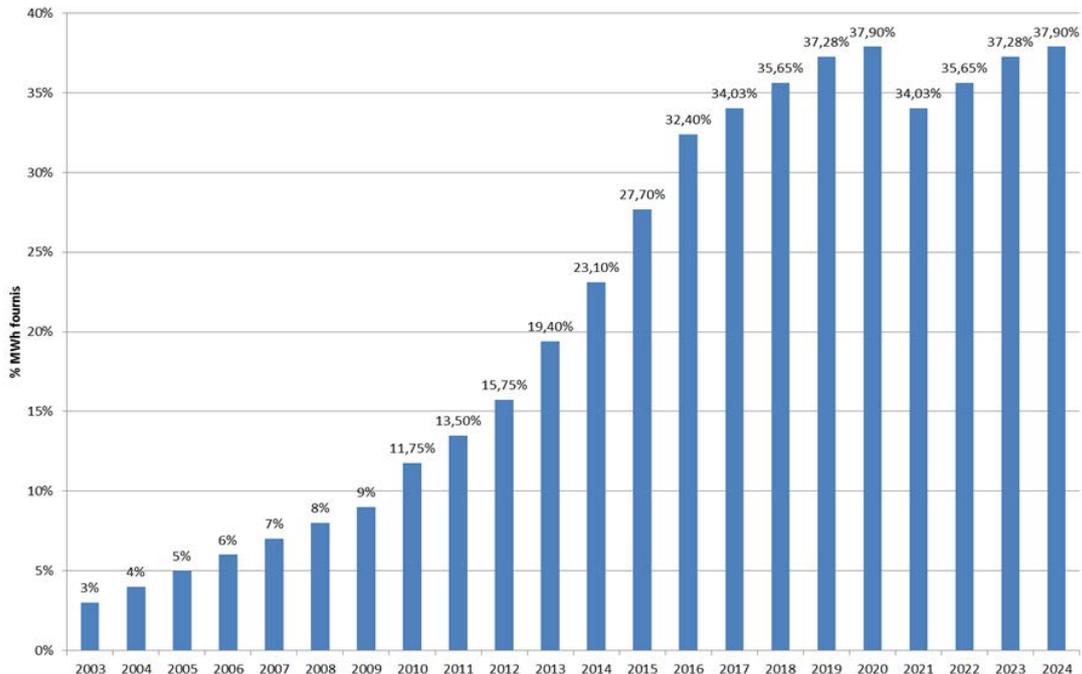
Le financement du régime de soutien aux producteurs via les CV (qui exclut donc les installations PV d'une puissance ≤ 10 kW mises en service depuis le 1^{er} mars 2014) consiste, comme expliqué *supra*, en l'obligation, dans le chef des fournisseurs, de restituer des quotas de CV proportionnellement à leur fourniture d'électricité vers leurs clients finals.

Cette obligation de restitution de quotas est rendue possible au travers de l'achat de CV sur le marché pendant leur période de validité, qui est de 5 ans. Le prix des CV est donc défini en fonction de la dynamique de marché, selon l'évolution de l'offre et la demande. Cette dynamique de marché existe néanmoins uniquement pour un prix du CV compris entre 65 EUR et 100 EUR. En effet, la possibilité pour le producteur de bénéficier d'un prix minimum garanti de 65 EUR/CV couplée à la mise en place d'un système de pénalité de 100 EUR pour chaque CV manquant dans le cadre du retour quota, ont amené une distorsion par rapport à la théorie pure de l'offre et de la demande. Cette distorsion de marché, fixant un intervalle de prix, permet de protéger les producteurs-investisseurs ainsi que les personnes soumises à l'obligation de retour quota et donc *in fine* le consommateur final d'électricité.

⁵ Électricité verte : électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération de qualité dont la filière de production génère un taux minimum de 10 % d'économie de dioxyde de carbone par rapport aux émissions de dioxyde de carbone, définies et publiées annuellement par la CWaPE, d'une production classique dans des installations modernes de référence.

En 2018, le quota nominal est de 35,65 % du volume total de l'électricité fournie en Région wallonne pour la même année, déduction faite des réductions dont bénéficient certains types de consommateurs. Le graphique ci-dessous illustre l'évolution des quotas pour la période 2003-2024.

GRAPHIQUE 3 ÉVOLUTION DES QUOTAS NOMINAUX DE CV SUR LA PÉRIODE 2003-2024



En ce qui concerne la possibilité pour le producteur de faire appel à la **garantie d'achat de CV** au prix minimum garanti auprès du GRTL, Elia, introduite en 2008, il est à noter qu'elle est de maximum 180 mois, à compter du mois suivant la mise en service de l'installation et doit faire l'objet, pour les installations non soumises au régime k_{ECO} , d'une demande adressée à la DGO4-Énergie et évaluée par la CWaPE, qui en fixe la durée. Elle est ensuite traduite dans un arrêté ministériel. La garantie d'achat est automatique pour toute la durée d'octroi des nouvelles unités de production soumises au régime k_{ECO} et ne fait plus l'objet d'un arrêté ministériel.

En termes de rôles, c'est le Gouvernement wallon qui est chargé de définir le niveau des quotas pour chaque année, et de fixer les enveloppes de CV additionnels. La réservation de CV dans les enveloppes additionnelles peut également être octroyée par un système d'appel d'offres, comme c'est le cas pour certains projets biomasse⁶.

Les CV sont émis trimestriellement par la CWaPE et versés sur le compte CV des producteurs, ouvert dans la banque de données de la CWaPE. Le nombre de CV octroyés est calculé sur base des relevés d'index transmis par le producteur.

Le nombre de CV reçus par chaque producteur est égal au taux d'octroi multiplié par l'électricité nette produite par l'installation. Le taux d'octroi est donc aujourd'hui défini non seulement sur base de la

⁶ L'article 38 §9 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité laisse la possibilité au Gouvernement de lancer un appel à projet pour une ou plusieurs installations de production d'électricité à partir de biomasse solide dont la puissance installée est > 20 MW.

performance environnementale de l'installation (coefficient k_{CO_2}), mais également selon la rentabilité visée pour celle-ci (coefficient économique k_{ECO} notamment). Au fil des adaptations du mécanisme, le coefficient k_{ECO} est venu effacer petit à petit l'intérêt du k_{CO_2} . En effet, la CWaPE a déjà mis en évidence, à plusieurs reprises, le fait que, dans le régime de soutien antérieur au 1^{er} juillet 2014, le nombre de CV dépend d'abord et avant tout de la production d'électricité nette (E_{enp}) :

$$CV = E_{enp} \times k_{CO_2}$$

Pour les filières sans combustible (éolien, hydraulique et photovoltaïque⁷), le coefficient k_{CO_2} retenu est de 1. Pour les filières thermiques, ce coefficient varie de 0,1 à 2 selon le rendement et le combustible, étant entendu que seule une valorisation de la chaleur permet de dépasser 1.

Le taux d'octroi de CV varie chaque trimestre en fonction de la performance environnementale observée et calculée sur base des informations transmises par le producteur et contrôlées par la CWaPE. La performance environnementale est résumée par un coefficient d'émissions évitées de gaz à effet de serre par comparaison à une référence fossile (k_{CO_2}), en l'occurrence les émissions d'une centrale turbine gaz-vapeur de référence pour l'aspect électrique et une excellente chaudière de référence pour l'aspect thermique. Ce coefficient d'émissions évitées, ou performance environnementale, est calculé à partir des rendements énergétiques mesurés et des émissions observées de la source à la cendre des combustibles effectivement utilisés sur la période. Il peut s'exprimer, dans sa forme simplifiée, comme ceci :

$$k_{CO_2} = 1 + \frac{279 \times \alpha_q - N}{456 \times \alpha_e}$$

où

- α_q est le rendement thermique (rapport chaleur nette valorisée sur énergie primaire) ;
- α_e est le rendement électrique (rapport électricité nette produite⁸ sur énergie primaire) ;
- N est le coefficient d'émissions de gaz à effet de serre de l'intrant [kg CO₂-eq/MWh primaire].

Ce facteur environnemental k_{CO_2} théorique est doté d'un seuil de 10 % en deçà duquel aucun CV n'est octroyé, et plafonné au-delà d'une certaine puissance :

- plafonné à 2 pour les installations valorisant la chaleur pour la tranche de puissance entre 0 et 5 MW_e (20 MW_e si reconnue comme innovante) ;
- plafonné à 1 pour les installations pour les tranches entre 0 et 20 MW_e non déjà plafonnées ;
- plafonné à 0 pour la tranche au-delà de 20 MW_e.

⁷ Pour le photovoltaïque, cette formule générique a été remplacée en 2007 par $CV = E_{enp} \times k_{CO_2} \times k_m$ où le coefficient multiplicateur k_m est fixé par le Gouvernement.

⁸ E_{enp} : Électricité nette produite.

La formule ci-dessus montre que lorsqu'un producteur améliore son rendement électrique ou sa valorisation de chaleur, il reçoit plus de CV. Il en va de même s'il améliore le taux d'octroi jusqu'au plafond au moyen d'une réduction du coefficient d'émissions de ses combustibles.

Les producteurs ont donc veillé à améliorer leur taux d'octroi. Les industriels fonctionnant à l'énergie fossile sont progressivement passés du fuel au gaz naturel ou du gaz naturel au biogaz.

Aujourd'hui, le nombre de CV octroyés à une installation est donc fonction d'un taux d'octroi déterminé en fonction d'un taux de rentabilité *post-tax* :

$$CV = E_{\text{enp}} \times k_{CV}$$
$$k_{CV} = \min(\text{plafond}; k_{CO_2} \times k_{ECO}) \text{ avec } \text{plafond} = 2,5 \text{ CV/MWh}$$

Les niveaux de rentabilité sont définis par filière et par sous-filière, par le Gouvernement, sur proposition de la CWaPE, et sont repris dans l'annexe 7 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006.

Avec la modification intriduite en 2014, pour un même coefficient k_{CO_2} , le taux d'octroi avec application du k_{ECO} est plus élevé pour garantir au producteur le taux de rentabilité visé. Le soutien répond ainsi à deux objectifs complémentaires : le porteur de projet va investir car son site sera rentable et la Wallonie augmentera sa part de production à partir de sources d'énergie renouvelables, cheminant ainsi vers les objectifs de production E-SER fixés en 2015.

Cependant, dans le régime k_{ECO} , en ce qui concerne les installations avec combustible, le soutien est accordé à des installations qui risquent d'être moins vertueuses environnementalement (effets combinés du k_{ECO} et du k_{CO_2}). En effet, dans l'exemple d'une cogénération biomasse bénéficiant, dans le régime k_{ECO} , d'un coefficient économique de 1,5, le plafond du taux d'octroi de 2,5 CV/MWh sera atteint avec un coefficient de performance environnementale de 1,67 alors que, dans le régime non k_{ECO} , le plafond du taux d'octroi serait égal au plafond appliqué sur le coefficient de performance environnementale, à savoir 2 pour une puissance jusqu'à 5 MW. Si jusqu'à présent quelques sites industriels peu nombreux dépassaient ce seuil grâce à une très bonne valorisation de la chaleur, ils pourraient être plus nombreux à en bénéficier dans le futur comme le seuil du facteur k_{CO_2} pour atteindre le plafond est plus bas dans le régime k_{ECO} . Or, celui qui dépasse ce plafond peut laisser sa performance environnementale s'amoinrir sans impact sur son taux d'octroi ni sur sa rentabilité. L'incitant à l'amélioration continue au niveau environnemental est donc compromis.

Par ailleurs, suivant cette logique d'augmentation du taux d'octroi par application d'un coefficient économique, le coût pour la collectivité pourrait donc être plus important pour une performance environnementale moindre.

La révision des coefficients k_{ECO} à un rythme régulier dans le cadre de la mesure de sauvetage biomasse, telle que prévue par l'article 15octies §2 de l'AGW du 30 novembre 2006, risque également de moins bien récompenser les choix judicieux d'intrants : en cas de performance environnementale meilleure, se traduisant par un k_{CO_2} amélioré, le producteur peut voir, pour la période suivante, son coefficient k_{ECO} diminuer afin de maintenir le soutien au taux de rentabilité garanti. La performance environnementale ne joue donc plus de rôle déterminant dans le soutien accordé pour la production d'un site donné.

Le calcul du coefficient économique k_{ECO} varie donc en fonction des données propres à chaque filière. Certaines filières peuvent en outre bénéficier d'une majoration du coefficient économique standard calculé par la CWaPE, sur base de paramètres technico-économiques propres aux installations : c'est par exemple le cas des installations biomasse à partir de biométhanisation agricole ou de graisses animales. En effet, une mesure spécifique en Région wallonne permet aux installations de production à partir de biométhanisation agricole ou de graisses animales, qui estiment que le k_{ECO} publié par la CWaPE ne leur permet pas de garantir le taux de rentabilité de référence, étant donné la spécificité de leur installation, de le notifier à travers une demande de calcul d'un k_{ECO} sur dossier. Ce dossier, complété d'une série de documents définis, permettra à la CWaPE d'évaluer si les critères d'éligibilité sont respectés. Il revient ensuite à la CWaPE de calculer un coefficient économique propre à l'installation. Les installations hydro-électriques ainsi que les installations éoliennes d'une puissance ≤ 100 kW peuvent également bénéficier d'une majoration du coefficient économique standard calculé par la CWaPE.

Le coût du mécanisme est supporté par les consommateurs finals d'électricité au travers de leur facture d'électricité.

Depuis le 1^{er} janvier 2008, le Gouvernement wallon a décidé d'instaurer, en plus du quota de CV, une surcharge régionale (surcharge CV wallons) afin de financer le coût induit par l'obligation d'achat de CV au prix minimum garanti par le GRTL. Cette surcharge est due par les clients finals raccordés à un niveau de tension ≤ 70 kV sur chaque kWh qu'ils prélèvent du réseau pour leur usage propre.

Le montant de la surcharge CV wallons, initialement nul, a alors été fixé à 1,1899 EUR/MWh HTVA pour l'année 2012. Ce montant reposait sur une hypothèse d'achat de 300 000 CV en 2012. Suite à l'explosion du développement de la filière photovoltaïque résidentielle (SOLWATT), Elia a introduit, à deux reprises, au cours de l'année 2012, une demande de révision du montant de cette surcharge auprès de la CREG. Ces demandes ont été acceptées. Ainsi la surcharge régionale est passée à 5,9445 EUR/MWh HTVA à partir du 1^{er} octobre 2012 et ensuite à 13,8159 EUR/MWh HTVA à partir du 1^{er} janvier 2013.

L'augmentation importante du nombre de CV sur le marché a, en outre, poussé le Gouvernement wallon à entamer des opérations de portage visant à racheter les CV à Elia et à les conserver dans l'attente que les conditions de marché s'améliorent. Ces opérations, à savoir une opération de mise en réserve à charge de *Solar Chest*, réalisée en 2015, de même qu'une opération de temporisation, réalisée en 2017 par l'Agence Wallonne de l'Air et du Climat (AWAC), ont pour but d'empêcher l'augmentation de la surcharge tarifaire imposée aux consommateurs finals d'électricité et la maintenir à 13,8159 EUR/MWh HTVA.

1.2. Déséquilibre sur le marché des CV

L'année 2017 aura marqué la date anniversaire de 15 années d'existence du mécanisme de soutien à la production d'électricité verte via les CV. Cette section établit le bilan chiffré, en CV, en GWh, mais également en EUR de l'évolution du marché des CV ainsi que de la progression de la production d'électricité d'origine renouvelable en Wallonie.

Comme évoqué précédemment, le déséquilibre constaté sur le marché des CV est essentiellement la conséquence du développement des installations photovoltaïques de moins de 10 kW (SOLWATT) dont le nombre total s'élève à plus de 121 000 installations aujourd'hui.

La mise en place du système d'octroi anticipé de CV à partir de juin 2010, prévu en substitution du régime de primes SOLWATT, a contribué de manière significative à l'augmentation du stock⁹, et cela dès 2010.

L'offre de CV étant largement supérieure au volume à restituer pour les quotas (demande), le recours au prix minimum garanti s'est intensifié et tout particulièrement pour les petits producteurs qui ne trouvaient plus d'acquéreur sur le marché des CV, les quotas n'ayant pas suffisamment évolué pour absorber l'offre.

Étant donné les coûts induits par l'OSP imposant au GRTL, Elia, d'acheter les CV au prix minimum garanti, comme indiqué au point précédent, le Gouvernement a instauré une surcharge CV wallons qui s'est révélée insuffisante dès 2012. Cette situation a poussé le Gouvernement wallon à entamer des opérations de portage et de temporisation comme expliqué *supra*.

Cette abondance de CV sur le marché a également eu pour conséquence directe de faire baisser la valeur du CV, qui s'est progressivement rapprochée du prix minimum garanti, 65 EUR/CV.

Les sections suivantes exposent en détail chaque élément ayant contribué au déséquilibre du marché des CV mais également ses conséquences. Ainsi, il sera fait référence à la croissance de l'offre, à l'insuffisance de la demande (matérialisée par le quota), au recours accru au prix minimum garanti, à la chute du prix des CV et enfin à l'évolution du stock.

1.2.1. Croissance de l'offre

Jusqu'en 2009, les émissions¹⁰ de CV concernaient essentiellement les installations d'une puissance > 10 kW. Avec l'introduction d'un facteur multiplicateur pour les installations photovoltaïques d'une puissance ≤ 10 kW, les installations du régime SOLWATT ont pris une part de plus en plus importante dans le total des émissions de CV en Région wallonne.

Alors que les installations SOLWATT ne représentaient qu'environ 20 % des émissions totales de CV en 2010, elles ont atteint leur plus haut niveau en 2015 avec près de 54 %. En 2016 et 2017, elles ne représentent « plus que » 46 % des émissions totales de CV. Ces émissions découlent des relevés transmis par les producteurs.

En termes de volume, ces émissions de CV SOLWATT représentaient environ 2 045 000 CV en 2013, environ 3 720 000 CV en 2014, plus de 4 115 000 CV en 2015, environ 3 909 000 CV en 2016 et plus de 3 766 000 CV en 2017. Il est à noter que les émissions relatives aux relevés transmis par ces producteurs pour les années 2010, 2011 et 2012 ont été estimées¹¹ sur base du délai moyen de

⁹ Le stock est représenté par la différence entre le nombre de CV émis et le nombre de CV annulés. Le stock représente donc la quantité de CV disponibles sur le marché. Ces derniers se retrouvent sur les comptes courants des producteurs, intermédiaires, fournisseurs et GRD.

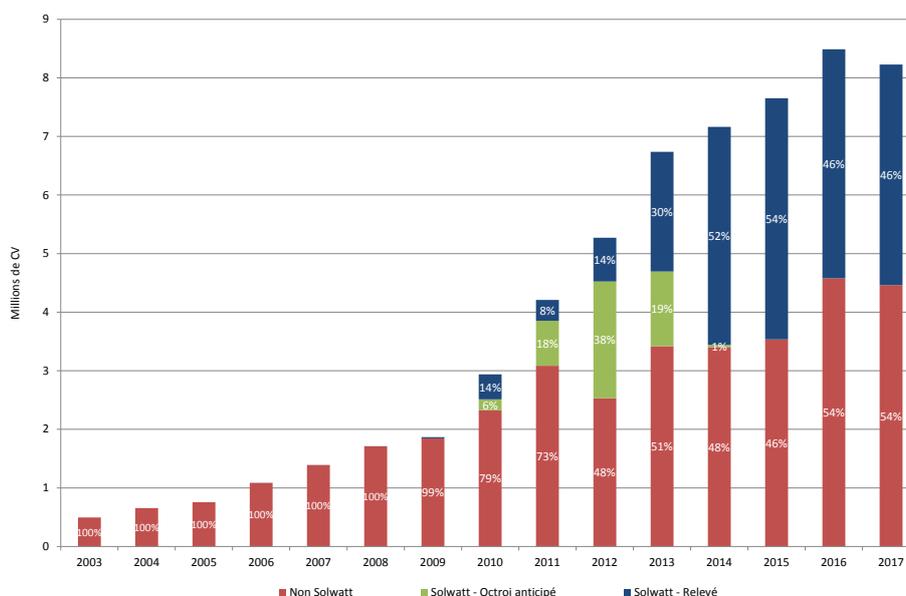
¹⁰ Émission : le nombre de CV octroyés et déposés sur le compte-titre courant des producteurs, et donc disponibles à la vente sur le marché.

¹¹ Jusqu'à la mi-2012, les statistiques disponibles de la CWaPE ne permettaient pas de distinguer, pour les sites de production ayant bénéficié de l'octroi anticipé, les certificats verts octroyés servant au remboursement de l'octroi anticipé d'une part, et les certificats verts octroyés ne

remboursement de l'octroi anticipé, compte tenu de la puissance installée et du niveau d'ensoleillement moyen constaté.

Le nombre de CV octroyés de manière anticipée est négligeable depuis 2014 du fait de la limitation, pour les installations photovoltaïques d'une puissance ≤ 10 kW, du bénéfice de la mesure aux installations dont la date de référence pour la détermination des modalités d'attribution des CV est antérieure au 19 juillet 2013¹².

GRAPHIQUE 4 ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CV ÉMIS SUR LA PÉRIODE 2003-2017



Au total, sur la période 2003-2017, toutes filières confondues, près de **58 643 000 CV** ont été octroyés, dont plus de 35 276 000 CV pour les installations de plus de 10 kW (60 % des octrois) et plus de 23 367 000 CV pour les installations SOLWATT (40 % des octrois).

1.2.2. Insuffisance de la demande

Cette section fait référence à l'annulation des CV par les fournisseurs et les GRD en vue de satisfaire leur obligation de quota en Région wallonne (RW).

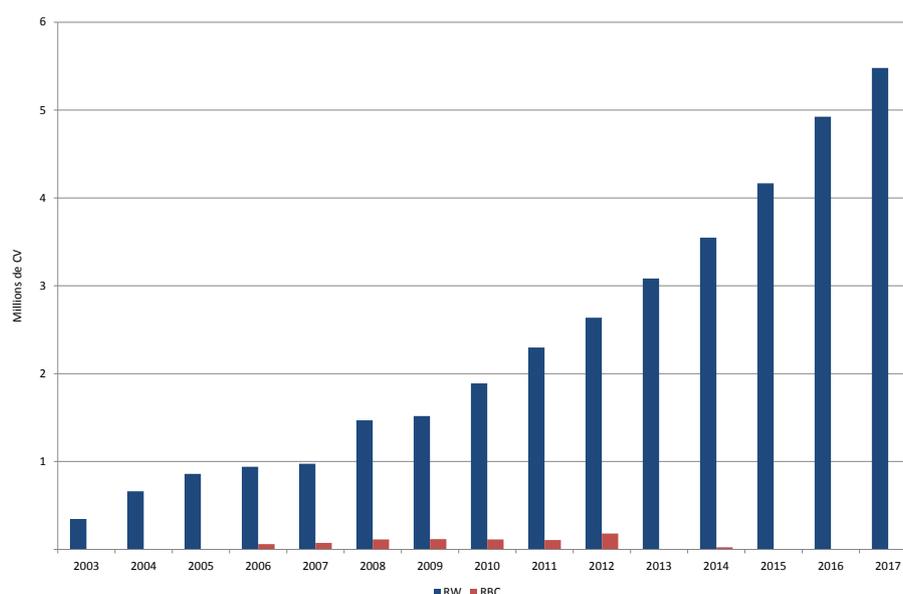
Les données exposées ne se basent que sur la date effective d'enregistrement, par le fournisseur ou le GRD, dans la banque de données de la CWaPE, de la transaction d'annulation de CV propre à son quota. Dès lors que la transaction est enregistrée dans la banque de données de la CWaPE, les CV relatifs à cette transaction ne sont plus disponibles sur le marché.

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution, sur la période 2003-2017, des CV annulés sur base de la date d'enregistrement de la transaction d'annulation :

servant plus au remboursement de l'octroi anticipé et donc disponibles à la vente sur le marché d'autre part (« émissions »). Une mise à jour informatique a permis d'opérer cette distinction et d'éviter dès lors toute estimation pour les années ultérieures.

12 Suite à l'adoption de l'arrêté du Gouvernement wallon du 27 juin 2013 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, les installations photovoltaïques dont la date de référence pour la détermination des modalités d'attribution des certificats verts est postérieure au 18 juillet 2013 ne bénéficient pas de l'octroi anticipé. Il s'agit par conséquent, essentiellement, des installations commandées à partir du 19 juillet 2013.

GRAPHIQUE 5 ÉVOLUTION DES CV ANNULÉS (RETOUR QUOTA) SUR LA PÉRIODE 2003-2017



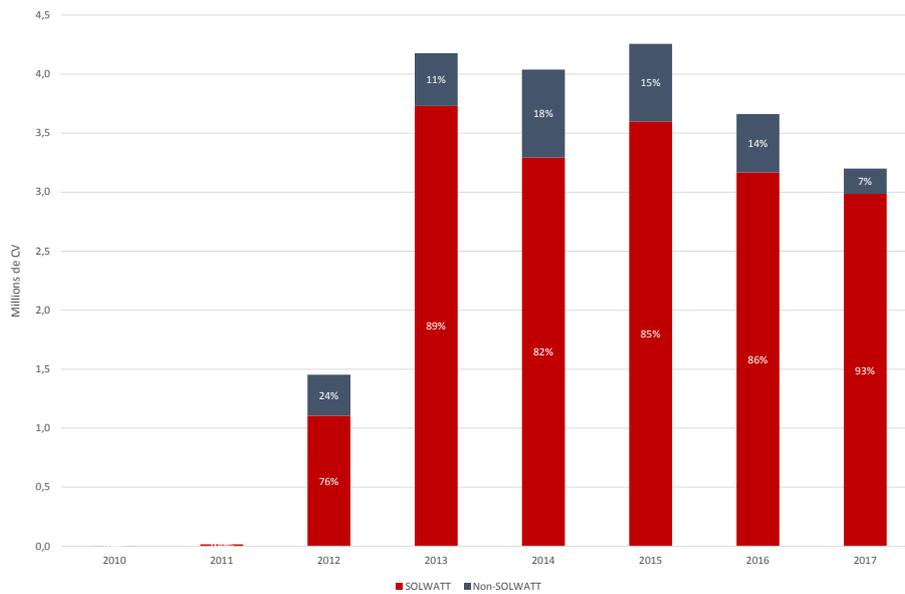
Au total, sur la période 2003-2017, près de **35 480 000 CV** ont été annulés et donc retirés du marché. On constate que la demande, matérialisée par le quota, est bien inférieure à l’offre de CV, estimée à plus 58,6 millions de CV sur la même période.

1.2.3. Recours accru au prix minimum garanti de 65 EUR/CV HTVA

Dans le mécanisme mis en place en 2003 et complété en 2008, le producteur a la possibilité de valoriser ses CV sur le marché ou au prix minimum garanti auprès du GRTL, Elia. Le choix du prix garanti se fait lors de la transmission des relevés et est automatiquement accessible aux installations d’une puissance ≤ 10 kW. En ce qui concerne les octrois anticipés, la décision d’opter pour le prix garanti ou pour la vente des CV sur le marché peut être arrêtée par le producteur d’électricité verte pendant toute la durée de validité de ces CV, à savoir 5 ans.

Le graphique ci-après illustre l’évolution des CV vendus au prix minimum garanti sur la période 2003-2017. On y distingue les installations SOLWATT des autres installations :

GRAPHIQUE 6 ÉVOLUTION DES CV VENDUS AU PRIX MINIMUM GARANTI



On constate un recours accru au système de prix minimum garanti organisé par l’intermédiaire du GRTL, Elia, pour les installations SOLWATT.

Au total, sur la période 2010¹³-2017, plus de 20 771 000 CV ont été vendus au prix minimum garanti à Elia.

1.2.4. Baisse du prix du CV

Depuis le mois de juin 2013, la CWaPE publie mensuellement le prix moyen payé au producteur par CV en Wallonie, en apportant une distinction entre ce qui est vendu par les producteurs SOLWATT et les autres producteurs d’électricité verte. Un prix moyen pour l’ensemble des filières est également publié (« Marché global »).

L’excédent de CV sur le marché s’est traduit par une chute progressive des prix de vente du CV. Ces prix couvrent à la fois des contrats à terme conclus dans le passé (non impactés par le déséquilibre actuel), les nouveaux contrats à terme (potentiellement impactés par le déséquilibre actuel) et les ventes sur le marché « spot ». On remarque une chute plus marquée des prix de vente des producteurs SOLWATT, qui, pour la majorité, ne disposent pas de contrats à terme et vendent, pour la plupart, et vendent au prix minimum garanti par Elia de 65 EUR/CV HTVA.

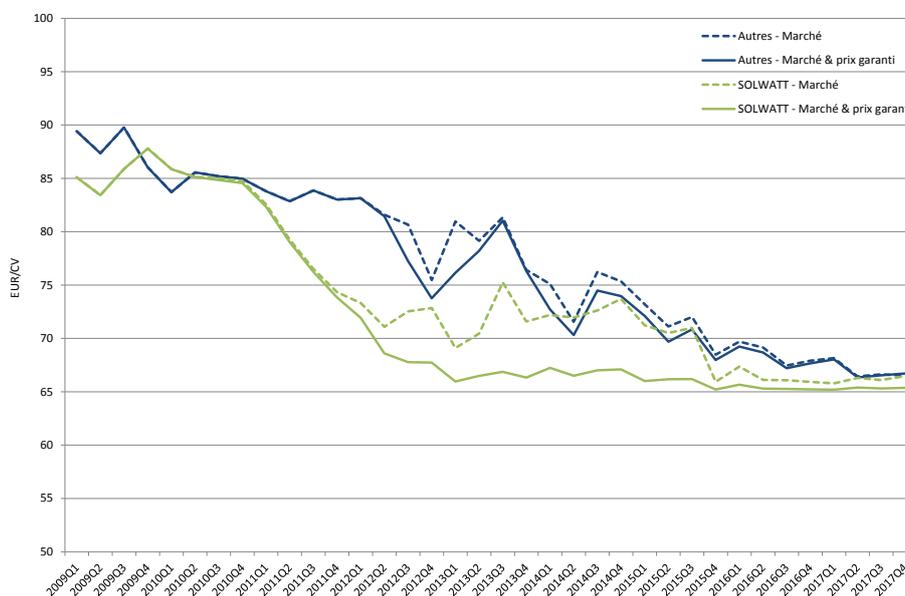
Pour les autres producteurs, la chute des prix est moins marquée dans la mesure où une plus grande part de ceux-ci sont encore couverts par des contrats à terme antérieurs à l’avènement du déséquilibre sur le marché. On constate toutefois que, depuis la fin de l’année 2013, cette tendance initiale tend à disparaître.

Le graphique ci-après illustre l’évolution trimestrielle du prix moyen de vente du CV sur la période 2003-2017. Il s’agit d’un prix au producteur d’électricité verte reprenant tous les types d’opérations

¹³ Aucune transaction de vente au prix minimum garanti régional n’a été constatée en 2008 et 2009.

de vente des CV, que ce soit sur le marché spot ou sur base de contrats à terme. On y distingue le prix moyen observé sur le marché d'une part (toutes les ventes hormis celles au prix garanti) et le prix moyen observé sur toutes les ventes d'autre part (« Marché & prix garanti »).

GRAPHIQUE 7 ÉVOLUTION TRIMESTRIELLE DU PRIX MOYEN DE VENTE DU CV



Ainsi, sur la période 2003-2017, le prix moyen de vente du CV a significativement baissé pour atteindre une valeur proche de 66 EUR/CV en 2017.

1.2.5. Évolution du stock de CV

Le marché des CV a été marqué, en 2017 et pour la cinquième année consécutive, par la baisse du stock¹⁴ de CV disponibles sur le marché. Cette baisse s'explique par la croissance des quotas et par le recours à la vente au GRTL, Elia, au prix minimum garanti de 65 EUR/CV.

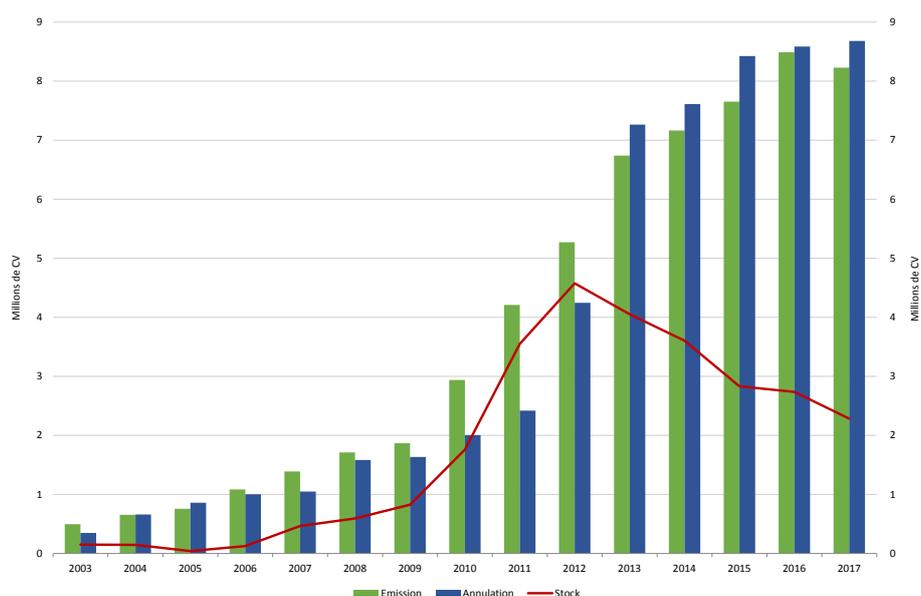
Le graphique ci-dessous expose l'évolution annuelle du stock de CV (représenté par la différence entre le nombre de CV émis et le nombre de CV annulés¹⁵) qui connaît son plus haut niveau en 2012 (plus de 4,57 millions de CV) et qui, depuis, baisse progressivement pour atteindre une valeur d'environ 2,28 millions de CV en 2017. Cette baisse progressive est le résultat de plusieurs facteurs dont la croissance des quotas, le recours accru au prix minimum garanti ou encore la fin de l'octroi de CV aux nouvelles installations photovoltaïques d'une puissance ≤ 10 kW.

¹⁴ Le stock est représenté par la différence entre le nombre de CV émis et le nombre de CV annulés. Le stock représente donc la quantité de CV disponibles sur le marché. Ces derniers se retrouvent sur les comptes courants des producteurs, intermédiaires, fournisseurs et GRD.

¹⁵ Le terme « annulation » fait référence aux CV annulés par les fournisseurs en vue de satisfaire à leur obligation de quota en Wallonie ou en Région de Bruxelles-Capitale, aux CV remis au gestionnaire de réseau de transport local (GRTL Elia) au prix minimum garanti de 65 EUR/CV (et donc non disponibles à la vente sur le marché) qui sont ensuite annulés ainsi qu'aux CV périmés.

L'annulation des CV par les fournisseurs en vue de satisfaire à leur obligation de quota en Wallonie ou en Région de Bruxelles-Capitale se base sur la date effective d'enregistrement dans la banque de données de la CWaPE par le fournisseur de la transaction d'annulation de CV propre à son quota. Dès lors que la transaction est enregistrée dans la banque de données de la CWaPE, les CV relatifs à cette transaction ne sont plus disponibles sur le marché.

GRAPHIQUE 8 ÉVOLUTION ANNUELLE DES CV EN CIRCULATION

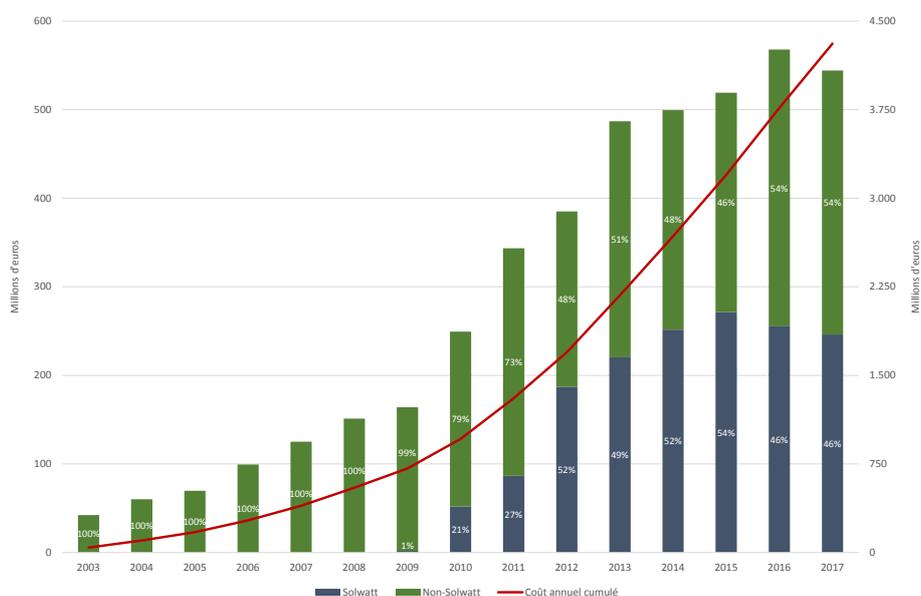


1.3. Coût du mécanisme

En l'espace de 15 ans, plus de 58,6 millions de CV ont été octroyés aux producteurs, dont 40 % aux les installations SOLWATT. **Le coût global du mécanisme durant ces 15 années d'octroi représente plus de 4,3 milliards d'EUR.**

Le prix de vente moyen du CV observé pour les producteurs SOLWATT étant plus bas (compte tenu de recours massif à la vente au prix minimum garanti), la part du segment SOLWATT dans ce coût global est de l'ordre de 37 %.

GRAPHIQUE 9 ÉVOLUTION ANNUELLE DU COÛT DU MÉCANISME ACTUEL



1.4. Modes de financement

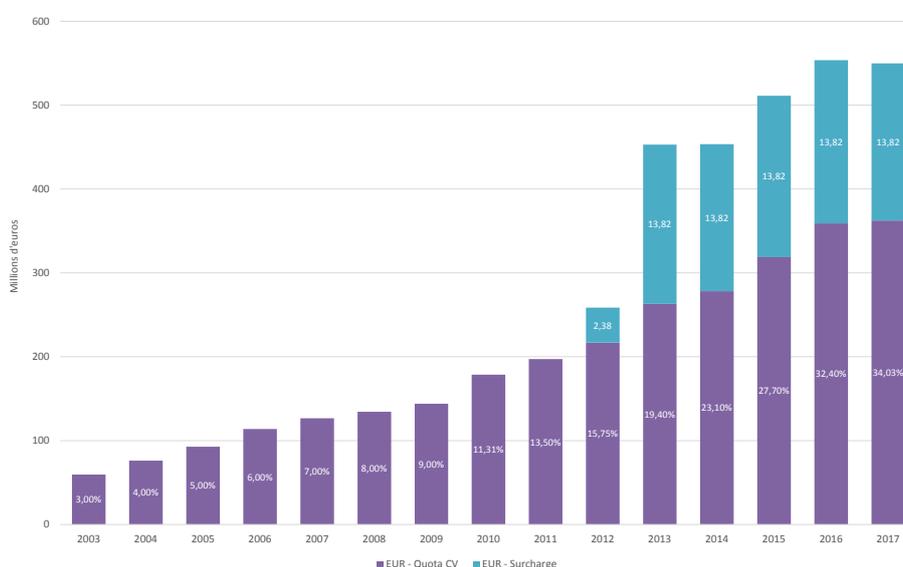
Le financement total du mécanisme de soutien à la production d'électricité verte en Région wallonne, par l'application du quota de CV dès 2003 et de la surcharge CV wallons à partir de 2012, est passé de 59 millions d'EUR en 2003 à 550 millions d'EUR en 2017, soit une augmentation de plus de 800 % en 15 ans.

Le niveau du quota nominal était de 3 % en 2003, représentant un montant de 59 millions d'EUR. En 2017, il est fixé à 34,03 %, soit 362 millions d'EUR (augmentation de plus de 500 %).

La surcharge CV wallons, quant à elle, initialement nulle, a été fixée pour l'année 2012 à 1,1899 EUR/MWh HTVA. La surcharge régionale est passée à 5,9445 EUR/MWh HTVA à partir du 1^{er} octobre 2012, représentant un montant supplémentaire de 42 millions d'EUR à charge des consommateurs d'électricité pour cette même année. Entre 2013 et 2017, son montant s'élève à 13,8159 EUR/MWh HTVA, se traduisant par une charge pour le consommateur d'électricité de 187 millions d'EUR, déduction faite des exonérations accordées à certaines catégories de consommateurs (augmentation de l'ordre de 350 % par rapport à 2012).

L'augmentation la plus marquée des moyens de financement du mécanisme de soutien est celle constatée en 2013, par rapport à 2012, se chiffrant à 75 % et s'expliquant par le besoin de financement du nombre croissant de nouvelles unités de production (explosion de nombre d'installations SOLWATT en 2012).

GRAPHIQUE 10 ÉVOLUTION ANNUELLE DES MOYENS DE FINANCEMENT DU MÉCANISME



1.4.1. Quota

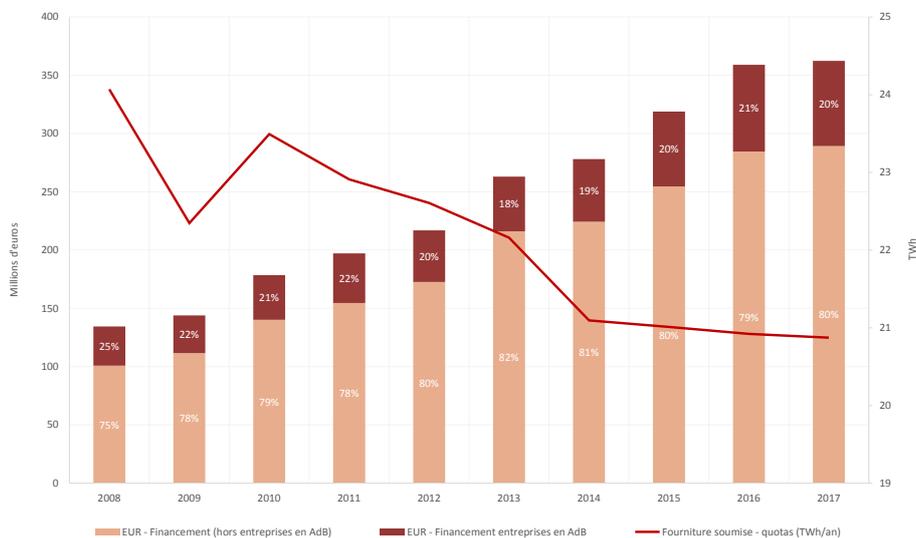
Ce point concerne exclusivement le mode de financement initialement défini dans le mécanisme des CV, le quota de CV remis par les fournisseurs et les GRD¹⁶. Le graphique ci-dessous reprend l'ensemble des informations relatives à ce mode de financement du mécanisme de soutien.

Le premier constat qui peut être tiré concerne la fourniture soumise à quota. Celle-ci est en constante diminution depuis l'entrée en vigueur des quotas, passant notamment de 24,07 TWh en 2008 à 20,87 TWh en 2017, soit une baisse de 13 %. Cette baisse de l'assiette de perception a comme conséquence une diminution des moyens de financement. On constate néanmoins une stabilité dans ce volume de fourniture depuis 2014.

Au vu de l'augmentation du quota annuel depuis sa mise en place, la part de financement du mécanisme par cette OSP augmente, en corrélation avec le développement de la production d'électricité verte.

Un autre constat qui peut être tiré concerne la répartition de la contribution au mode de financement par le « quota » entre les entreprises en accord de branche, bénéficiant de réductions, et les autres types de consommateurs soumis au quota. En moyenne, depuis 2008, les entreprises en AdB contribuent à hauteur de 20 % dans cette OSP, pour une consommation soumise à quota de 38 % par rapport à la fourniture totale soumise.

GRAPHIQUE 11 ÉVOLUTION DU FINANCEMENT PAR LE QUOTA DE CV



Sur base du graphique 11, on remarque que les fournitures d'électricité soumises à quota pour l'année 2010 représentent une augmentation, assez forte, de 5 % par rapport à l'année 2009, cette dernière ayant été profondément marquée par la crise économique.

¹⁶ Pour de plus amples informations concernant les obligations, les exonérations et les réductions concernant l'application du quota de CV, le lecteur pourra se référer à l'article 25 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération.

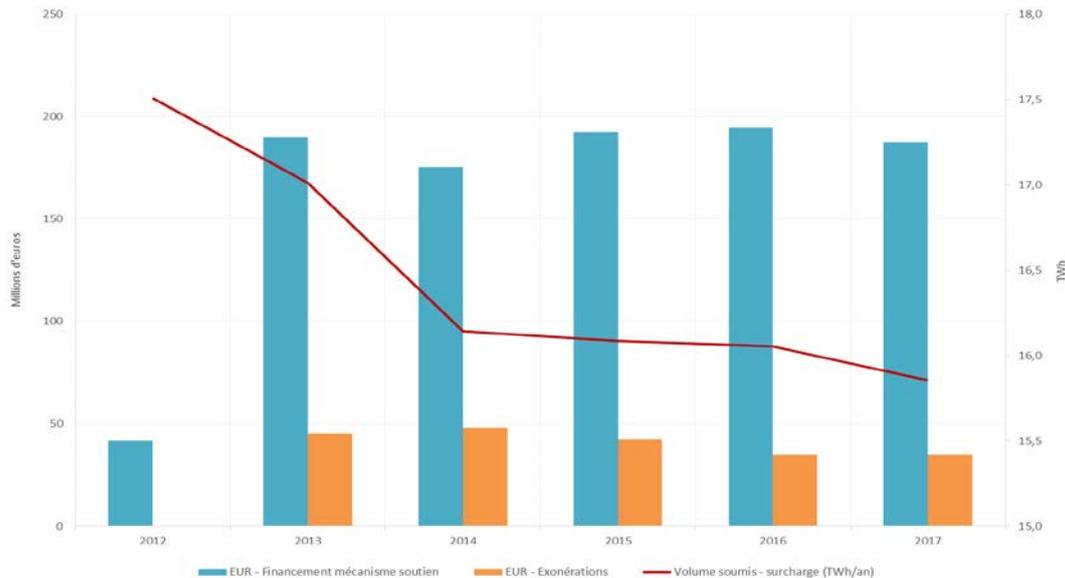
1.4.2. Surcharge

Ce point concerne le second mode de financement du mécanisme des CV, la surcharge CV wallons perçue par le GRTL, Elia¹⁷. Ce mode de financement, alternatif au quota de CV, est devenu un mode de financement à part entière depuis 2013, alors qu'il avait été défini initialement comme un filet de sécurité pour les producteurs.

Le graphique ci-dessous reprend, à l'instar de ce qui a été réalisé dans la section précédente, l'ensemble des informations relatives à cette partie du financement du mécanisme de soutien.

Le premier constat qui peut être tiré concerne le volume prélevé soumis à surcharge. Celui-ci est en constante diminution depuis son entrée en vigueur, passant de 17,51 TWh en 2012 à 15,85 TWh en 2017, soit une baisse de 9,5 %. Cette baisse de l'assiette de perception, déjà initialement inférieure à celle du quota de CV, a comme conséquence une diminution des moyens de financement. A cela s'ajoute le niveau de la surcharge, actuellement bloqué à 13,8159 EUR/MWh (décisions prises par les Gouvernements concernant le portage et la temporisation de CV). On constate néanmoins une stabilité relative de ce volume d'électricité prélevé sur le réseau de transport local depuis 2014.

GRAPHIQUE 12 ÉVOLUTION DU FINANCEMENT PAR LA SURCHARGE



Suite à l'augmentation du niveau de la surcharge à 13,8159 EUR/MWh en 2013, les moyens de financement liés à la surcharge sont passés de 41,6 millions d'EUR en 2012 à 190 millions d'EUR l'année suivante. Ce montant s'est ensuite stabilisé et oscille entre 175 et 190 millions d'EUR par an.

La CWaPE souhaite attirer l'attention sur la discrimination existante entre les différents utilisateurs du réseau quant à l'application du niveau de la surcharge CV wallons. En effet, le montant de 13,8159 EUR/MWh est appliqué au volume prélevé sur le réseau du GRTL, Elia, et il s'ensuit que le montant effectivement facturé à l'utilisateur final du réseau de distribution dépend fortement de la

¹⁷ Pour de plus amples informations concernant les obligations et les exonérations concernant l'application de la surcharge, le lecteur pourra se référer à l'article 42bis du Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.

production locale sur le réseau de distribution concerné. Dans le cas d'une production locale importante, le montant effectivement facturé à l'utilisateur final est inférieur au montant de 13,8159 EUR/MWh étant donné que le montant à restituer par le GRD à Elia est réparti sur un volume d'électricité consommé plus important que celui qui est prélevé sur le réseau de transport local. Le tableau ci-dessous reprend le montant effectivement facturé par les GRD aux consommateurs finals pour la période s'étendant du 1^{er} mars 2018 au 28 février 2019 et raccordés sur le réseau MT :

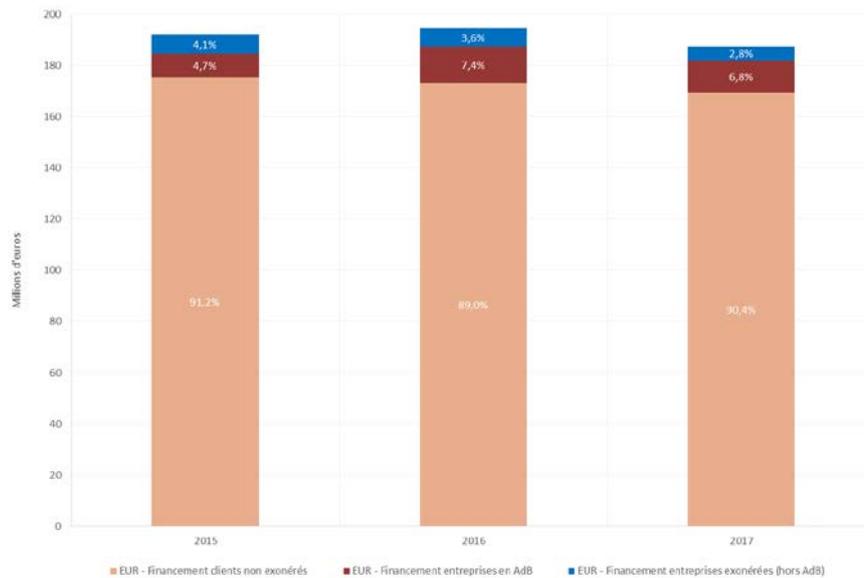
Tableau 1 NIVEAU DE LA SURCHARGE PAR GRD

GRD	OSP – Financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables (Wallonie)
AIEG	12,81 EUR/MWh
AIESH	9,50 EUR/MWh
GASELWEST	12,35 EUR/MWh
ORES (Brabant wallon)	13,02 EUR/MWh
ORES (Est)	8,26 EUR/MWh
ORES (Hainaut)	14,14 EUR/MWh
ORES (Luxembourg)	10,38 EUR/MWh
ORES (Mouscron)	10,60 EUR/MWh
ORES (Namur)	9,41 EUR/MWh
ORES (Verviers)	13,75 EUR/MWh
RESA	12,89 EUR/MWh
RESEAU DES ENERGIES DE WAVRE	14,08 EUR/MWh

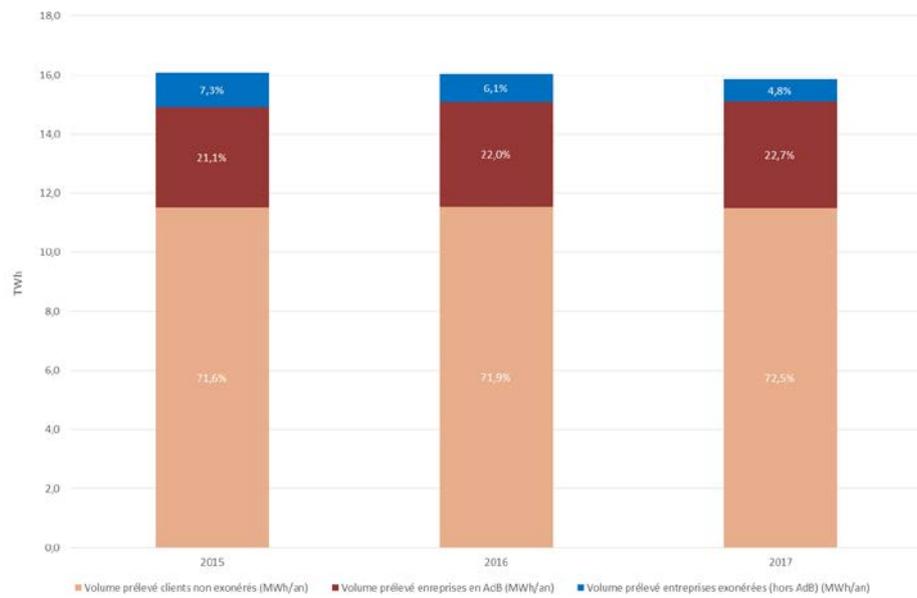
Néanmoins, il est à noter que ce problème doit être résolu en 2019 avec la mise en œuvre, auprès de l'ensemble des GRD wallons, de la péréquation des tarifs de refacturation des coûts de transport et surcharges y relatives.

En ce qui concerne les exonérations, telles que prévues par le décret électricité, les entreprises bénéficiaires ont été exonérées pour un montant total de 205 millions d'EUR pour la période de 2013 à 2017, avec un montant annuel d'environ 45 millions d'EUR entre 2013 et 2015 et d'environ 35 millions d'EUR pour les années 2016 et 2017. Cette baisse du montant des exonérations accordées s'explique par l'application, à partir de septembre 2015, du « terme 2 » de la surcharge. En effet, à partir de cette date, les charges financières et administratives résultant de l'exécution de l'opération de mise en réserve sont imputées aux bénéficiaires des exonérations partielles, au prorata des quantités d'énergie exonérées. Il en résulte par conséquent une baisse du montant net remboursé aux bénéficiaires de l'exonération de la surcharge suite à la mise en œuvre de la contribution fixée.

GRAPHIQUE 13 RÉPARTITION DU FINANCEMENT PAR LA SURCHARGE PAR TYPE DE CONSOMMATEUR



GRAPHIQUE 14 RÉPARTITION DU VOLUME PRÉLEVÉ PAR TYPE DE CONSOMMATEUR



1.4.3. Distribution du coût

Suite aux analyses menées sur le financement par le quota et la surcharge, il est intéressant de les approfondir au niveau de la répartition globale du financement entre les différents consommateurs finals. À ce titre, la CWaPE a défini des groupes de consommateurs, tenant compte, au vu de la difficulté de consolider les informations, de l’hypothèse que les entreprises en AdB qui peuvent bénéficier d’une réduction de quota et d’une exonération de la surcharge simultanément en bénéficient¹⁸.

¹⁸ Les entreprises en accord de branche raccordées sur le réseau de transport local ou de distribution bénéficient à la fois d’une réduction de quota et d’une exonération de la surcharge.

Les différents groupes sont décrits ci-dessous :

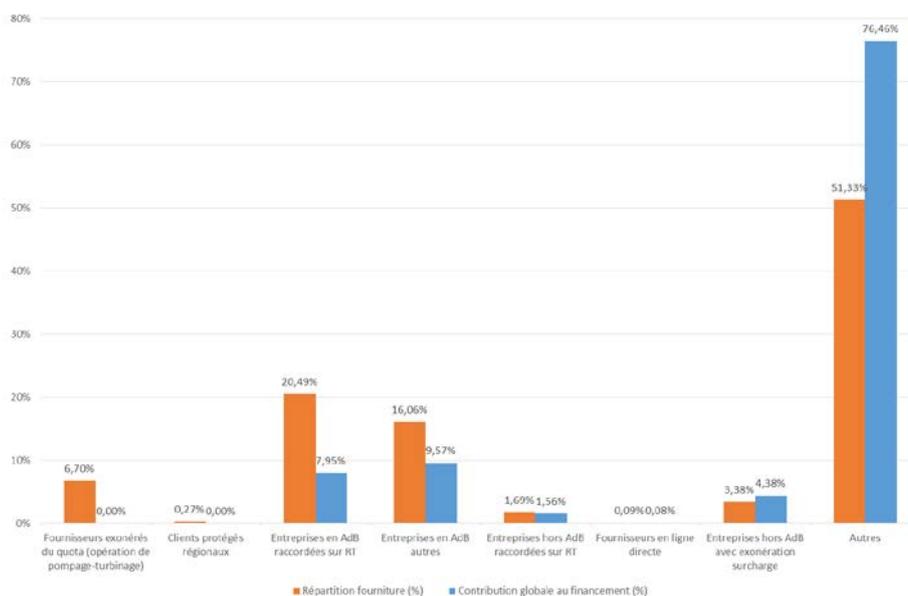
- les entreprises raccordées sur le réseau de transport (RT), qui ne sont soumises ni à la surcharge ni au quota. Il s'agit de l'électricité destinée à l'usage propre des fournisseurs pour les opérations de pompage-turbinage ;
- les entreprises en AdB raccordées sur le réseau de transport (RT), non soumises à la surcharge et bénéficiant de réductions par rapport au quota ;
- les entreprises hors AdB raccordées sur le réseau de transport (RT), non soumises à la surcharge et n'ayant pas fait de demande de réductions par rapport au quota ;
- les entreprises en AdB raccordées sur le réseau de transport local ou de distribution (RTL/RD), bénéficiant d'exonérations de la surcharge et de réductions par rapport au quota ;
- les entreprises hors AdB, dont le code NACE est repris dans l'article 42*bis* du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, encadrant les modalités d'application et d'exonération de la surcharge, bénéficiant d'exonération de la surcharge ;
- les clients protégés exclusivement régionaux, non soumis au quota et exonérés de la surcharge ;
- les consommateurs bénéficiant d'une fourniture en ligne directe, non soumise à la surcharge mais soumise au quota de CV ;
- les autres consommateurs, reprenant essentiellement les consommateurs résidentiels, les indépendants, le secteur tertiaire et les petites et moyennes entreprises, ne bénéficiant ni d'exonération de la surcharge ni de réduction du quota.

Comme le montre le graphique ci-dessous, sur base des données 2017¹⁹, ce sont les « autres consommateurs », tels que définis *supra*, qui représentent la plus grande part du volume d'électricité fourni (51,33 %) en Région wallonne ainsi que la plus grande part du financement global au soutien accordée à la production d'électricité verte via la surcharge et le quota de CV (76,46 %).

C'est donc sur ce groupe de consommateurs que la charge de financement du soutien est la plus importante, avec, comme constaté dans le tableau ci-après, une contribution de 36,29 EUR/MWh HTVA. Les entreprises en AdB raccordées sur le réseau de transport (RT), non soumises à la surcharge et bénéficiant de réductions par rapport au quota, représentent 20,49 % du volume d'électricité fourni et contribuent à hauteur de 7,95 % au financement global du soutien accordé à la production d'électricité verte, en payant en moyenne 9,45 EUR/MWh HTVA.

¹⁹ Il est à noter que les fournisseurs ont la possibilité de faire des corrections sur la période allant de T-3 à T-1. Le principe de fonctionnement est du type « train mobile » sur une période totale pouvant cumuler 4 trimestres et pouvant s'étendre sur deux exercices.

GRAPHIQUE 15 RÉPARTITION DU FINANCEMENT ET DU VOLUME DE FOURNITURE



Le tableau ci-dessous reprend les données pour chaque groupe de consommateurs identifié :

Tableau 2 DONNÉES PAR GROUPE DE CONSOMMATEURS

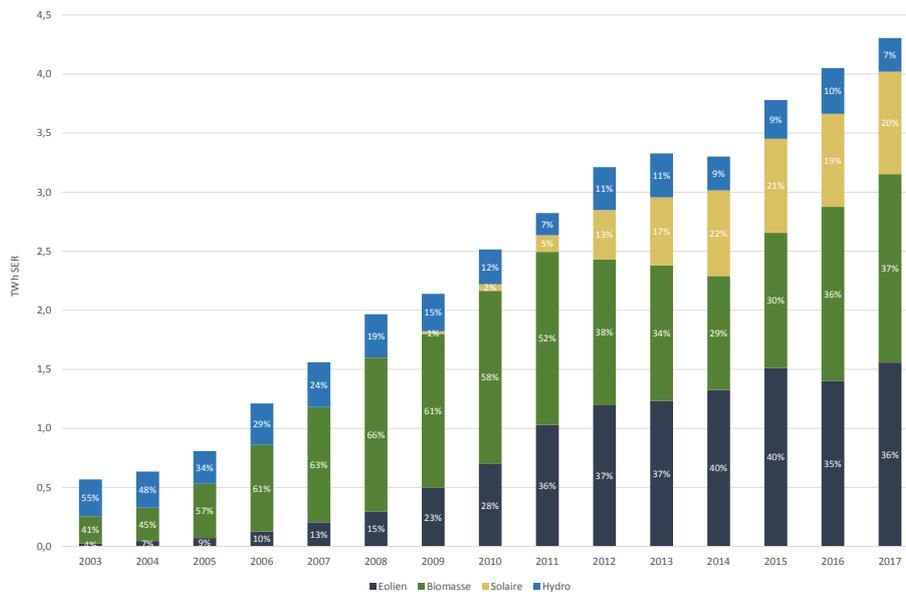
Type de consommateur	Volume fourni (GWh)	Exo surcharge (%)	Réduction quota (%)	Contribution (EUR/MWh)
Fournisseurs exonérés du quota (RT)	1 503	100 (non soumis)	100 (non soumis)	0
Clients protégés régionaux	60	100 (non soumis)	100 (non soumis)	0
Ets AdB sur RT	4 594	100 (non soumis)	58	9,45
Ets AdB autres	3 601	63	58	14,52
Ets hors AdB raccordées sur RT	379	100 (non soumis)	0	22,48
Fournisseurs en ligne directe	20	100 (non soumis)	0	22,48
Ets hors AdB avec exonération surcharge	757	34	0	31,58
Autres	11 509	0	0	36,29

1.5. Objectifs E-SER 2010

En matière de développement de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (E-SER), le mécanisme mis en place s'est révélé particulièrement efficace les 5 premières années dans la mesure où l'objectif indicatif fixé au niveau de la Wallonie de 8 % d'électricité produite à partir de SER dans la consommation finale d'électricité à l'horizon 2010 a été dépassé dès 2008.

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution annuelle de la production SER ventilée par filière de production. La production atteinte en 2017 s'élève à plus de 4,3 TWh :

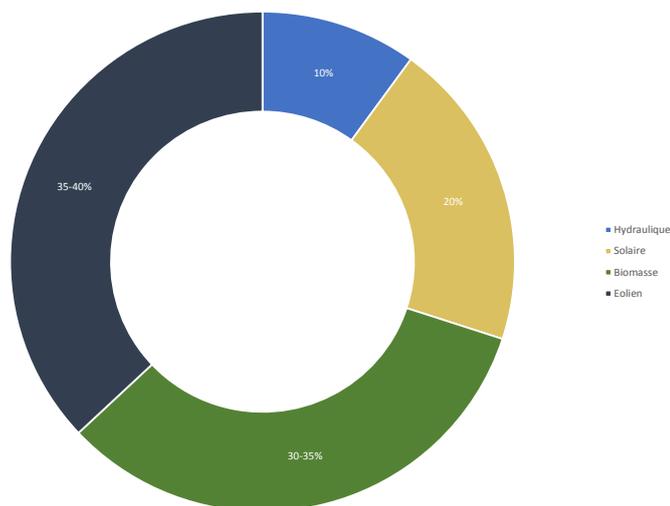
GRAPHIQUE 16 ÉVOLUTION ANNUELLE DE LA PRODUCTION E-SER



1.6. Mix E-SER

Le parc de production wallon d'E-SER a considérablement évolué au fil du temps. Initialement constitué d'énergie électrique de type « *baseload* », le parc s'est vu transformé par le développement massif d'installations de production intermittente.

GRAPHIQUE 17 MIX E-SER ACTUEL



Alors que les filières biomasse et hydraulique représentaient plus de la moitié de la production E-SER jusqu'en 2011, le mix E-SER se compose aujourd'hui majoritairement des filières éolienne et photovoltaïque. Tel qu'illustré dans le graphique ci-dessus, la part de l'éolien et du photovoltaïque s'élève en moyenne à 55-60 % de la production E-SER.

2. TRAJECTOIRES DE PRODUCTION ET DE COÛT DU MÉCANISME ACTUEL

Cette section expose les trajectoires chiffrées, en CV, en GWh, mais également en EUR de l'évolution du marché des CV ainsi que de la production d'électricité d'origine renouvelable à l'horizon 2020 et 2030.

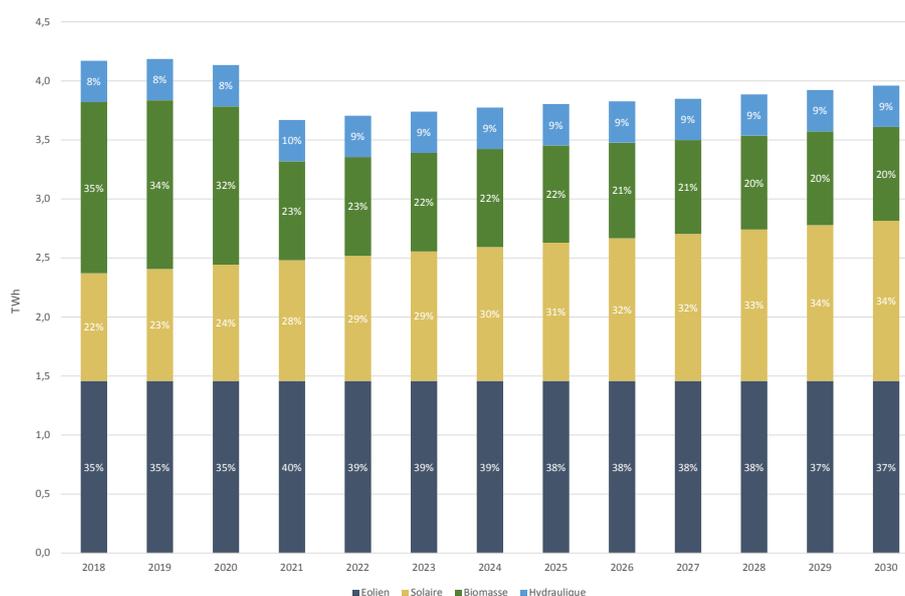
2.1. Sites non soumis au régime k_{ECO}

2.1.1. Production

Les projections de production d'E-SER à l'horizon 2030 ont été évaluées sur base des sites existants, n'entrant pas dans le régime k_{ECO} . Ils constituent la base de production E-SER sur le territoire wallon.

La figure ci-dessous illustre l'évolution de la production E-SER jusqu'en 2017 et les projections de production par filière à l'horizon 2030 :

GRAPHIQUE 18 PROJECTION DE LA PRODUCTION E-SER SUR BASE DES SITES NON SOUMIS AU RÉGIME k_{ECO}



Les hypothèses considérées par filière sont reprises ci-dessous :

- hydraulique : la production électrique annuelle considérée est celle correspondant à la valeur médiane observée sur la période 2006-2017, soit 339 GWh ;
- photovoltaïque : les projections se basent sur l'ensemble du parc photovoltaïque :
 - SOLWATT : la production annuelle estimée dès 2018 est de 649 GWh avec application d'une perte de rendement de 0,5 % par an. La production est estimée

sur base de l'ensemble du parc SOLWATT, soit plus de 121 000 installations ;

- photovoltaïque d'une puissance > 10 kW : la production annuelle estimée dès 2018 est de 119 GWh avec application d'une perte de rendement de 0,5 % par an ;
 - QUALIWATT et *post* soutien : la production annuelle est estimée sur base d'une puissance moyenne par installation égale à celle constatée sur la période 2014-2017, à savoir 5,62 kWc. Le nombre de nouvelles installations d'une puissance ≤ 10 kW dès 2018 est estimé à 8 000 par an et il est également tenu compte de l'application d'une perte de rendement de 0,5 % annuelle ;
- éolien : la production annuelle estimée dès 2018 est de l'ordre de 1 459 GWh ;
 - biomasse : la centrale des *Awirs* est supposée tourner à plein régime de 2016 à 2020, avant son arrêt définitif ;
 - la majorité des installations des filières hydraulique et biomasse soumises actuellement et dans le futur aux coefficients de réduction (facteur « k » ou « q ») sont supposées faire l'objet d'une modification significative selon l'article 15^{ter} de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 sur la période 2018-2030 afin de ne pas se voir appliquer de coefficient de réduction et bénéficier d'une nouvelle période d'octroi de CV.

Au niveau des installations photovoltaïques de puissance ≤ 10 kW (SOLWATT et QUALIWATT cumulés), il est à noter que ces projections portent leur nombre total à près de 165 000 en 2020 et 245 000 en 2030, à législation constante.

2.1.2. Coût

Cette section expose la projection du coût annuel des installations non soumises au régime k_{ECO} , en considérant que celles-ci bénéficieront de l'attribution d'une nouvelle période d'octroi de CV, à l'exception des installations de la filière photovoltaïque. On suppose en effet que l'ensemble des installations (hors PV) feront l'objet d'une modification significative selon l'article 15^{ter} de l'AGW du 30 novembre 2006 :

“ Les unités de production d'électricité verte ayant fait l'objet d'une modification significative peuvent se voir attribuer des certificats verts pour une nouvelle période de dix ou quinze ans selon la filière de production, conformément aux dispositions du présent article pour autant que ces installations soient couvertes par les autorisations requises.

Par modification significative, on entend l'une des modifications suivantes:

1° une modification entraînant une amélioration du gain annuel en CO₂ d'au moins 20 %, obtenue soit par l'augmentation du taux d'économie de CO₂, soit par l'augmentation de la production électrique découlant d'une augmentation de la

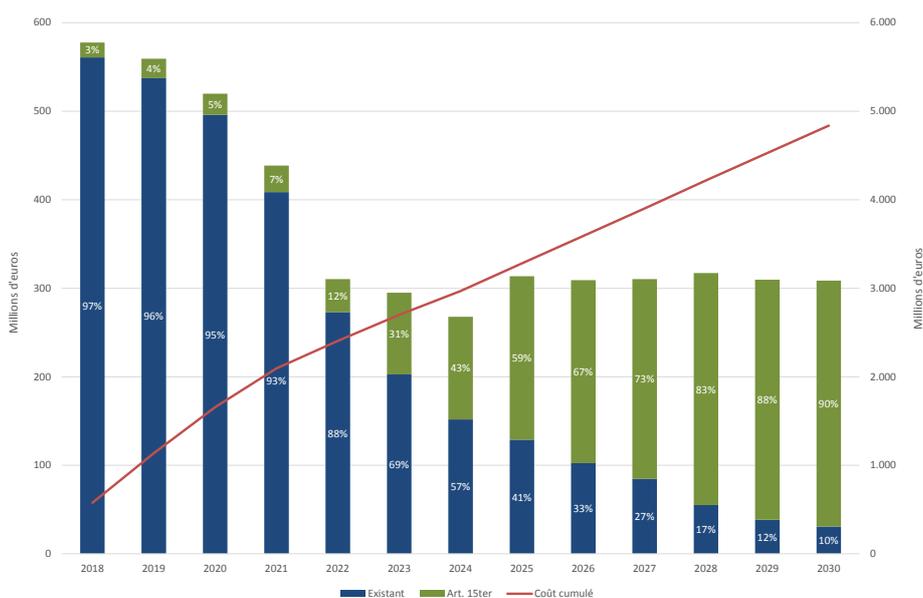
puissance électrique nette développable soit d'une modification technologique innovante. La CWaPE vérifie que l'amélioration du gain annuel de CO₂ trouve son origine dans une des trois causes précitées – AGW du 8 janvier 2009, art. 5, 2°;

2° le remplacement complet du groupe électrogène arrivé en fin de vie technique dont la durée est calculée et publiée par la CWaPE. On entend par « groupe électrogène » l'ensemble constitué, d'une part, du moteur ou de la turbine et, d'autre part, de la génératrice d'électricité, organes de régulation et de commande inclus. Sont exclus, notamment, de cette notion, les éléments tels que les chaudières, les gazogènes et les digesteurs;

3° une modification entraînant un investissement dans l'unité de production pour un montant au moins équivalent à 50 % de l'investissement initial, celui-ci étant établi conventionnellement sur la base de coûts d'investissements standards calculés par la CWaPE et publiés sur son site internet. ”

Le graphique ci-dessous reprend l'évolution du coût annuel des installations concernées à l'horizon 2020 et 2030 :

GRAPHIQUE 19 PROJECTION DU COÛT DES SITES NON SOUMISES AU RÉGIME K_{ECCO}



On constate que le coût annuel baisse progressivement et de manière significative en 2021 et 2022 du fait de l'arrêt de la centrale des Awirs et de la fin de l'octroi des CV aux installations SOLWATT (hypothèse de 10 ans). Sur la période 2025-2030, le coût annuel moyen est de l'ordre de 310 millions d'EUR. **Quant au coût cumulé sur la période 2018-2030, il s'élève à plus de 4,8 milliards d'EUR.**

À noter que le taux d'octroi considéré pour la nouvelle période de soutien, pour les installations qui feraient l'objet d'une modification significative, est supposé être égal au taux appliqué antérieurement.

2.2. Sites soumis au régime k_{ECO}

2.2.1. Enveloppes de CV

Par arrêté du 26 novembre 2015, le Gouvernement wallon a fixé la production additionnelle annuelle d'électricité verte attendue par filière correspondant à la stratégie de développement des énergies renouvelables qu'il a définie. Cette production est ensuite convertie en enveloppes de CV additionnels par filière.

Les nouvelles dispositions relatives au mécanisme des CV sont entrées en vigueur le 1^{er} juillet 2014. Elles concernent toutes les installations de production d'électricité verte, n'ayant jamais été mises en service, hors installations photovoltaïques d'une puissance ≤ 10 kW, disposant d'un permis définitif (c'est-à-dire libre de tout recours) ou d'une visite de conformité (date RGIE) à partir du 1^{er} juillet 2014 (le 1^{er} janvier 2015 pour la filière photovoltaïque de puissance > 10 kW). Elles se voient appliquer la procédure de réservation de CV et le nouveau coefficient économique k_{ECO} .

Tel qu'exposé dans le tableau ci-dessous, on constate que la consommation des enveloppes définies par le Gouvernement, sur la période 2014-2017, augmente progressivement pour atteindre 100 % de l'enveloppe définie pour 2017 :

Tableau 3 *ÉTAT DE LA CONSOMMATION DES ENVELOPPES SUR LA PÉRIODE 2014-2017*

CV	2014	2015	2016	2017
Hydro-électricité	-	7.955	15.769	15.562
Eolien	34.800	107.838	253.665	316.819
Photovoltaïque > 10 kW	-	40.786	115.491	244.642
Géothermie	-	-	-	-
Biogaz	14.701	200	69.985	26.324
Biomasse	1.162	32.480	13.776	-
Biomasse (P > 20 MW)	-	-	-	-
Cogénération fossile	390	4.941	15.712	6.763
Consommation	18%	41%	78%	100%

Quant au tableau ci-dessous, il reprend les enveloppes définies par le Gouvernement à l'horizon 2024 :

Tableau 4 *ENVELOPPES DE CV POUR LA PÉRIODE 2018-2024*

CV	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Hydro-électricité	16.000	11.500	9.000	9.000	9.000	6.750	6.750
Eolien	292.628	287.070	280.900	118.970	116.340	113.710	111.080
Photovoltaïque > 10 kW	51.000	50.000	48.000	45.000	43.000	42.000	41.000
Géothermie	-	-	-	5.000	5.000	5.000	5.000
Biogaz	88.425	65.000	51.375	29.425	23.800	22.900	21.525
Biomasse	140.250	92.000	62.000	62.000	62.000	62.000	62.000
Biomasse (P > 20 MW)	-	-	-	1.028.160	-	-	-
Cogénération fossile	15.880	15.880	15.880	15.880	15.880	15.880	15.880

Au moment de la rédaction de cette proposition et selon les dernières informations disponibles à l'Administration, l'état de la consommation de l'enveloppe 2018 s'élève à 54 %.

À noter que, dans les projections établies dans ce chapitre par la CWaPE, pour la période 2018-2030, la consommation des enveloppes est supposée être égale à 100 %²⁰, excepté pour l’enveloppe allouée à la biomasse (P > 20 MW) puisque la procédure d’appel d’offres relatif au projet de centrale biomasse de plus de 20 MW a été abandonnée.

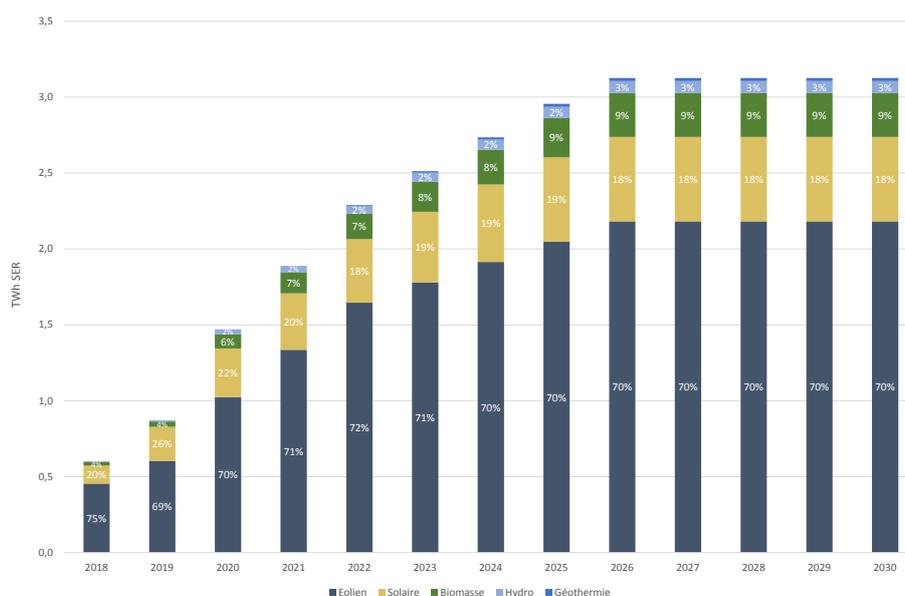
2.2.2. Production

La production estimée à l’horizon 2030 est exposée dans le graphique ci-dessous compte tenu des hypothèses de consommation des enveloppes mentionnées ci-dessus. On constate que la production augmente progressivement jusqu’en 2026.

L’absence d’enveloppes fixées au-delà de 2024 explique la stabilité de la production à un niveau de 3,1 TWh pour la période 2026-2030.

Enfin, il convient de souligner l’apport important des filières éolienne et photovoltaïque, intermittente, dans la production E-SER à l’horizon 2030 (en moyenne 88 %).

GRAPHIQUE 20 PROJECTION DE LA PRODUCTION E-SER PAR FILIÈRE DES SITES K_{ECO}

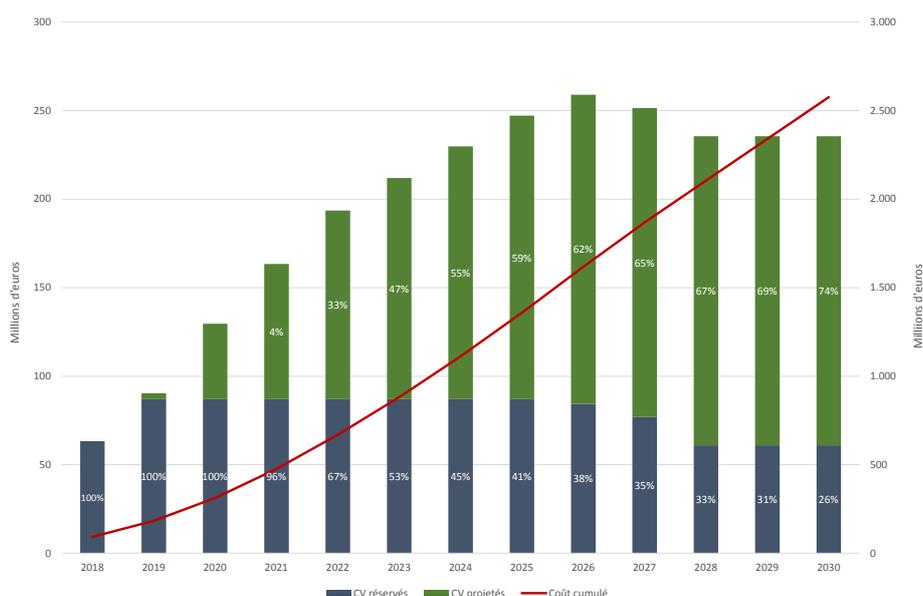


2.2.3. Coût

Le coût annuel relatif aux installations soumises au régime k_{ECO} , compte tenu de la consommation réelle des enveloppes sur la période 2014-2017 et d’une hypothèse de consommation de 100 % au-delà de 2018, est exposé dans le graphique ci-dessous :

²⁰ La CWaPE prend pour hypothèse, comme déjà réalisé pour l’année 2017, la suppression du seuil limitant l’utilisation des CV de l’enveloppe inter-filières de 50% pour toutes les années postérieures à 2017, permettant ainsi une utilisation complète des enveloppes annuelles de CV.

GRAPHIQUE 21 PROJECTION DU COÛT DES INSTALLATIONS K_{ECO} À L'HORIZON 2020 & 2030



Le coût cumulé sur la période 2018-2030 s'élève à plus de 2,6 milliards d'EUR.

2.3. Ensemble des sites de production

Cette section vise à réunir les données relatives à l'ensemble des sites de production d'électricité renouvelable (qu'ils soient soumis ou non au régime k_{ECO}) afin d'établir les projections pour l'ensemble du parc wallon.

2.3.1. Production

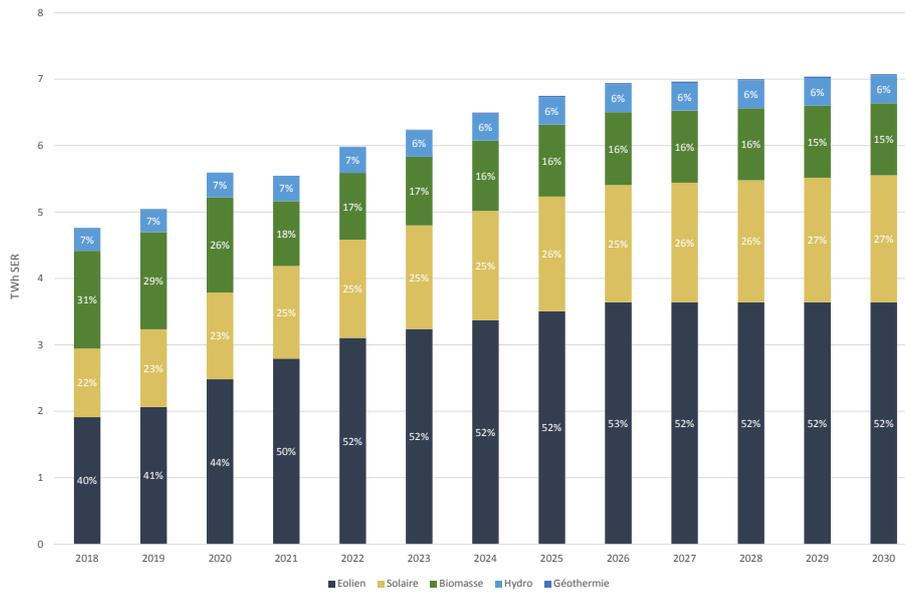
La production estimée à l'horizon 2030 (graphique ci-dessous) a été évaluée sur base des projections de la production des sites non soumis au régime k_{ECO} , en ce compris QUALIWATT, et des sites faisant partie du régime k_{ECO} en fonction de la consommation réelle des enveloppes de 2014 à 2017 et, enfin, compte tenu d'une hypothèse de consommation des enveloppes de 100 % dès 2018.

On constate que la production augmente progressivement jusqu'en 2026, mais que cette production décroît en 2021 suite à l'arrêt de la centrale des *Awirs* puis progresse à nouveau à partir de 2022.

L'absence d'enveloppes fixées au-delà de 2024 explique la stabilité de la production à un niveau de 7 TWh pour la période 2025-2030. Toutefois, si à cet horizon, la production E-SER ne nécessite plus de soutien, cette projection pourrait évoluer mais dans une mesure qu'il est impossible de chiffrer.

Enfin, il convient de souligner l'apport important des filières éolienne et photovoltaïque dans la production E-SER à l'horizon 2030 (en moyenne 80 %).

GRAPHIQUE 22 PROJECTION DE LA PRODUCTION E-SER PAR FILIÈRE DE L'ENSEMBLE DES INSTALLATIONS



2.3.2. Coût

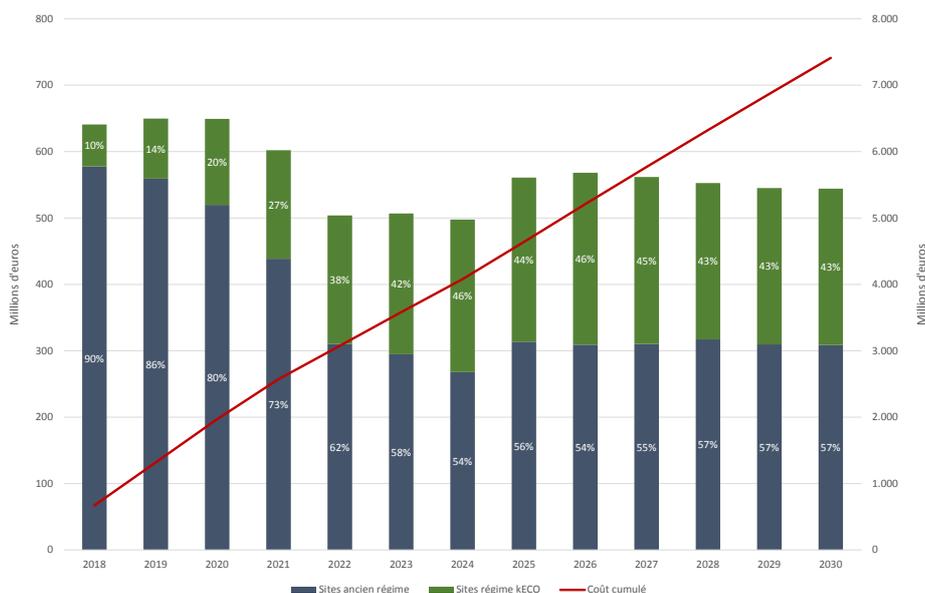
Cette section reprend la projection du coût annuel des installations de production E-SER. On y considère les installations non soumises au régime k_{ECO} avec attribution d'une nouvelle période d'octroi²¹ de CV pour l'ensemble des installations sauf celles de la filière photovoltaïque (article 15^{ter} « modification significative » de l'AGW du 30 novembre 2006) d'une part, et les installations bénéficiant du régime k_{ECO} , tenant compte de la consommation réelle des enveloppes sur la période 2014-2017 et d'une hypothèse de consommation de 100 % au-delà de 2018.

On constate que le coût annuel baisse progressivement et de manière significative en 2021 et 2022 du fait, comme indiqué précédemment, de l'arrêt de la centrale des *Awirs* et de la fin de l'octroi de CV aux installations SOLWATT (hypothèse de 10 ans).

Sur la période 2025-2030, le coût annuel moyen est de l'ordre de 550 millions d'EUR. **Quant au coût cumulé sur la période 2018-2030, il s'élève à plus de 7,4 milliards d'EUR.**

²¹ À noter que le taux d'octroi considéré pour la nouvelle période de soutien, pour les installations non soumises à la procédure de réservation, est supposé être égal au taux appliqué antérieurement.

GRAPHIQUE 23 PROJECTION DU COÛT DE L'ENSEMBLE DES INSTALLATIONS À L'HORIZON 2020 & 2030



2.4. Objectifs d'énergie renouvelable 2020 et 2030

En 2015, le Gouvernement a défini les objectifs d'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie à atteindre en Wallonie, soit 13 % en 2020 et 20 % en 2030, et précisé la contribution nécessaire des différents vecteurs énergétiques :

Tableau 5 OBJECTIFS E-SER - RÉPARTITION DE L'EFFORT PAR VECTEUR EN GWH ET EN %

GWh	2020	2030
Électricité (hors off shore)	5 554	9 181
Thermique	7 946	11 902
Transport	2 100	2 917
TOTAL	15 600	24 000
Consommation finale	120 000	120 000
% de la consommation	13%	20%

L'objectif E-SER fixé à l'horizon 2020 (5 554 GWh), selon les prévisions établies par la CWaPE, devrait être atteint.

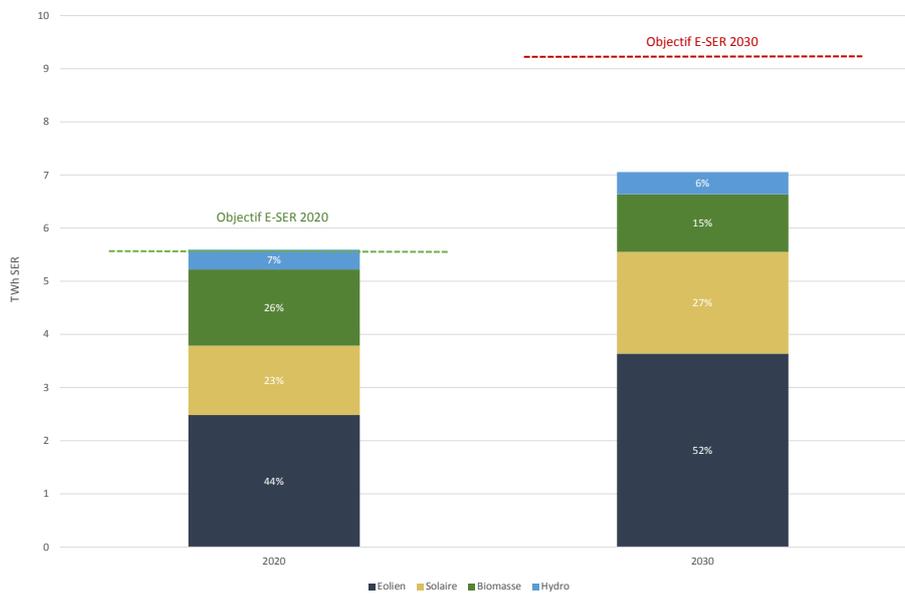
Néanmoins l'objectif fixé à l'horizon 2030 (9 181 GWh), à législation constante, ne pourra pas être atteint. En effet, la production projetée, même avec une consommation de 100 % des enveloppes à partir de 2017, reste bien éloignée de l'objectif 2030 puisque plus de 2 TWh d'E-SER seront manquants.

Plusieurs facteurs permettent d'expliquer cet écart :

- la consommation partielle des enveloppes des années 2014 à 2016 ;
- l'abandon de la procédure d'appel d'offres relatif au projet de centrale biomasse de plus de 20 MW qui devait amener plus d'1 TWh de productible supplémentaire ;

- et enfin l'absence d'enveloppes fixées pour la période 2025-2030.

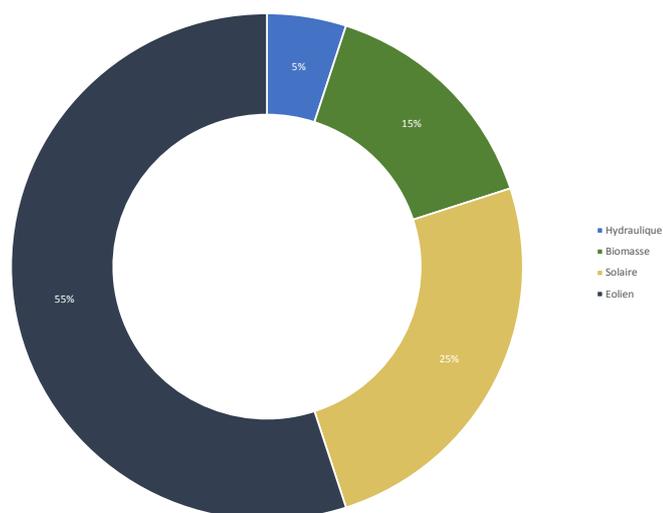
GRAPHIQUE 24 OBJECTIFS E-SER 2020 & 2030



2.5. Mix E-SER à l'horizon 2030

Le parc de production wallon E-SER a considérablement évolué au fil du temps. Initialement constitué d'énergie électrique de type « *baseload* », le parc s'est vu transformé par le développement massif d'installations de production intermittente.

GRAPHIQUE 25 MIX E-SER À L'HORIZON 2030



Alors que les filières biomasse et hydraulique représentaient plus de la moitié de la production E-SER jusqu'en 2011, le mix E-SER se compose aujourd'hui majoritairement des filières éolienne et photovoltaïque, intermittentes (en moyenne 55-60 %).

Néanmoins, tel qu'illustré dans le graphique ci-dessus, la part de la production éolienne et photovoltaïque dans le mix E-SER va continuer à croître et atteindre près de 80 % de la production E-SER à l'horizon 2030 à législation constante.

3. BENCHMARK EUROPEEN DES SYSTEMES DE SOUTIEN EXISTANTS

Le *benchmark* des systèmes de soutien existants au sein de différents États membres de l'Union européenne, objet de cette section, s'appuie sur un travail réalisé en collaboration avec PricewaterhouseCoopers (PwC) dans le cadre d'une mission de conseil.

3.1. Mécanismes

Étant donné l'autonomie laissée aux États membres de l'Union européenne quant à la mise en œuvre de leur propre politique énergétique, les systèmes de soutien à la production d'électricité verte ou renouvelable au sein des pays désireux d'atteindre des objectifs de mix énergétique ambitieux à travers l'Europe sont variés.

Les incitants peuvent être directs ou indirects. Ils favorisent l'intégration des producteurs au marché et leur offrent un avantage concurrentiel par rapport aux producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie non renouvelables (fossile ou nucléaire).

L'ensemble des mécanismes étudiés présentent des caractéristiques intrinsèques pouvant être résumées comme suit :

- le mécanisme de soutien est lié soit à une quantité d'électricité renouvelable à produire (ou éventuellement à la mise à disposition d'une capacité de production sur le réseau), soit à un soutien accordé aux producteurs sur base d'un budget global disponible ;
- le niveau de soutien est octroyé au moyen de procédures administratives ou au moyen de procédures compétitives pour répondre aux besoins de production ;
- le mécanisme prévoit un soutien aux investissements qui doivent être réalisés pour développer les capacités de production nécessaires ou un soutien proportionnel à la production d'électricité pour une période déterminée, voire les deux à la fois.

Le tableau ci-dessous reprend de manière synthétique les différents mécanismes de soutien rencontrés :

Tableau 6 COMPARAISON DES DIFFÉRENTS MÉCANISMES DE SOUTIEN

	Direct		Indirect
	Basé sur le prix	Basé sur la quantité	
Soutien à la production	Feed-in Tariff (FIT) Feed-in Premium (FIP)	Tendering Quotas et certificats	Taxes environnementales Taxe carbone Net-metering Autoconsommation
Soutien à l'investissement	Aide à l'investissement Régime fiscal spécifique (par ex. déduction fiscale)	Tendering	

Le *benchmark* réalisé a identifié la mise en place des régimes de soutien à la production suivants au sein des différents États membres de l'Union européenne ciblés par le travail réalisé en collaboration avec PwC :

Tableau 7 MÉCANISMES DE SOUTIEN À LA PRODUCTION AU SEIN DES ÉTATS MEMBRES DE L'UE

États membres de l'UE	Mécanismes de soutien à la production en vigueur
Flandre	Système de quota et de certificats verts
France	<i>Feed-in Tariff</i> et <i>Feed-in Premium</i>
Espagne	<i>Feed-in Premium</i>
Pays-Bas	<i>Feed-in Premium</i>
Allemagne	<i>Feed-in Tariff</i> et <i>Feed-in Premium</i>
Italie	<i>Feed-in Tariff</i> et <i>Feed-in Premium</i>
Suède	Système de quota et de certificats verts
Royaume-Uni	<i>Contract for Difference</i>

3.1.1. Système de quota et de certificats

Ce mécanisme prévoit un octroi de CV aux producteurs, en fonction du volume de production.

En Région wallonne, le taux d'octroi de CV est également proportionnel à la performance environnementale de l'installation. Le taux d'octroi est évalué au moyen d'un coefficient calculé sur base des rendements électrique et thermique ainsi que du coefficient d'émissions de CO₂ du combustible et en comparaison à une installation de référence (centrale TGV fonctionnant au gaz naturel et chaudière gaz pour la production de chaleur). De plus, ce volume de CV octroyés est également, depuis le 1^{er} juillet 2014 (1^{er} janvier 2015 pour les installations photovoltaïques d'une puissance > 10 kW) modulé par un coefficient économique (k_{ECO}) afin de garantir un taux de rentabilité de référence aux producteurs.

Les producteurs peuvent alors valoriser ces certificats en les revendant sur un marché spécifique. La demande sur ce marché découle d'une obligation de restitution, dans le chef de certains acteurs du marché de l'électricité, de certificats à l'autorité compétente en fonction des volumes d'électricité vendus à leurs clients finals. En cas de non-respect d'un certain quota d'achat prédéterminé, proportionnel à leurs volumes fournis, ils se voient imposer une amende. Le total des certificats accordés aux acteurs de marché correspond alors à un total d'électricité produite et chaque certificat vaut pour une quantité précise d'électricité produite.

Il s'agit ainsi d'un mécanisme basé sur la quantité produite d'électricité verte, étant donné que le nombre de certificats et la valeur de ceux-ci sont généralement déterminés en fonction d'un objectif prédéfini de production totale d'électricité verte.

S'agissant d'un marché de certificats, où le prix de ces derniers varie en fonction de l'offre et de la demande, le mécanisme peut également intégrer un soutien minimum garanti aux producteurs, ce qui est le cas en Région wallonne. Cette garantie prend la forme d'une obligation d'achat des CV à un prix prédéterminé et mis à charge d'une tierce partie. Les producteurs se voient ainsi garantir un soutien minimum pour leur production, une sécurité importante du point de vue de l'investisseur.

Par ailleurs, le prix des certificats peut également être soumis à un plafond, ce qui permet de maintenir un contrôle sur le coût maximal du mécanisme pour l'autorité en charge. Dans l'ensemble, le niveau de soutien donné au travers de ce mécanisme est souvent soumis à des révisions périodiques dans le but d'assurer une adéquation entre le niveau de soutien octroyé et le fonctionnement général du marché (révision biennale en Région wallonne). Le niveau de soutien résulte du nombre et de la valeur des CV octroyés pour chaque unité de production.

Le niveau de soutien peut être accordé de façon uniforme pour toutes les technologies de production d'électricité verte ou peut intégrer une différenciation selon la technologie de production. Si l'autorité compétente ne choisit pas de privilégier une technologie de production d'électricité verte en particulier, un taux d'octroi identique ainsi qu'une valeur unique par certificat sont assignés à toutes les installations de production : le système est alors dit neutre technologiquement.

Cependant, il est possible de différencier le soutien apporté à différentes technologies, que ce soit pour couvrir plus justement les différents coûts de ces technologies ou encore dans l'optique de favoriser l'une ou l'autre filière. Dans un tel cas, une distinction est alors mise en place au niveau du facteur multiplicateur du volume de certificats pour chaque MWh d'électricité produite. C'est notamment le cas en Région wallonne.

Dans le cadre de ce mécanisme de certificats et de quotas, où le coût global est répercuté sur les consommateurs d'électricité, l'autorité peut être amenée à mettre en place, dans le but de protéger la compétitivité des entreprises et les clients protégés, un système de réduction ou d'exonération des OSP mises en place pour financer le soutien à la production d'électricité verte. L'autorité peut également exonérer de ces obligations certains montages spécifiques qu'elle souhaite voir se développer (en Région wallonne par exemple, la fourniture en ligne directe a été exonérée de l'obligation de retour quota entre le 27 juin 2014 et le 1^{er} juillet 2016).

3.1.2. Feed-in tariffs

Les *feed-in tariffs* (FIT) consistent à fournir aux producteurs d'électricité verte une garantie quant à leur niveau de revenus. Ce mécanisme se différencie des systèmes de quotas et certificats parce qu'il est implémenté au travers de la détermination du niveau de prix de l'électricité verte produite et injectée sur le réseau. Plus précisément, le soutien est donné aux producteurs au travers d'un revenu garanti sur la vente de l'électricité verte qu'ils produisent. Dans le cadre de ce mécanisme, l'électricité se vend à un prix, dit « prix référence », pour une durée déterminée et ce indépendamment des variations du prix du marché de l'électricité.

Le mécanisme fonctionne sur base d'une obligation d'achat d'électricité au « prix référence » par une tierce partie à laquelle le producteur est généralement lié contractuellement. Ce prix s'articule autour de deux composantes :

- la première correspond au prix du marché de l'électricité ;
- la seconde consiste en un tarif additionnel venant compenser le prix du marché de sorte que le « prix référence » prévale lors de la transaction de vente de l'électricité par le producteur.

Le montant de revenu par unité d'électricité verte produite est donc constant pour le producteur, au prix référence, et le montant du soutien varie par contre en fonction de la variation de ce prix de marché qui, lui, fluctue.

Tout comme pour les quotas et certificats, ce mécanisme octroie un soutien aux producteurs sur base de leur production d'électricité verte, plutôt que sur base des investissements. La tierce partie achète ainsi l'électricité à un prix majoré et la revend ensuite sur le marché de l'électricité. Ce rôle peut être assuré par tout organisme indépendant et pouvant faire face aux risques financiers que cela implique. Le financement d'un tel mécanisme peut se structurer de différentes manières. Par exemple, dans les cas où l'opérateur du réseau endosse ce rôle, le tarif peut être financé au moyen d'une surcharge répercutée directement sur la facture du consommateur final. Dans d'autres cas, un organisme indépendant est créé et peut par exemple être financé publiquement.

Les FIT, en assurant un revenu unitaire fixe aux producteurs pour leur production, ont donc pour principale caractéristique de fournir un signal de prix certain pour le producteur et ce pour la durée du contrat. Cela implique habituellement que le « prix référence » soit donc défini *ex-ante* et il est souvent déterminé sur base d'une procédure administrative qui conclut à un montant moyen de coût unitaire par technologie. Cette caractéristique peut avoir comme conséquence de sur- ou sous-compenser les producteurs d'électricité verte. Ce risque est essentiellement dû à la difficulté de déterminer le juste « prix référence » qui correspond au niveau de coût minimum qu'implique la mise en place et l'exploitation d'une installation de production d'électricité verte.

L'application d'un niveau de revenu garanti est par ailleurs généralement aussi synonyme d'un accès à guichet ouvert au mécanisme. Alternativement, des procédures compétitives peuvent également être employées pour déterminer le niveau de soutien, ce qui peut permettre un meilleur contrôle du coût pour l'autorité subsidiaire. Cependant, ces procédures peuvent être contraignantes, notamment en termes de préparation et de conditions d'accès pour les demandeurs.

Tout comme pour les quotas et certificats, on constate également que ces mécanismes intègrent souvent une révision périodique du niveau de soutien. Une correction du « prix référence » permet ainsi d'ajuster le niveau de soutien en fonction des fluctuations du marché et des objectifs de production d'électricité verte. Cela peut également permettre de pallier une sur- ou sous-compensation des producteurs, bien que ces révisions ne permettent pas de suivre la dynamique de marché qui évolue souvent rapidement. Ces révisions périodiques peuvent également déboucher sur une approche dégressive du niveau de soutien, dans une optique où les coûts associés à la production d'électricité verte ou à la technologie tendent à diminuer dans le temps.

Les FIT peuvent également intégrer une dimension technologique. Un tarif fixe peut en effet être neutre technologiquement, mais cela signifie que toute technologie pour laquelle le niveau de soutien est avantageux trouve un intérêt à y accéder. La réalité de coût étant généralement différente selon les technologies, la problématique de la sur- ou sous-compensation se pose à nouveau. Alternativement, le niveau de soutien peut être différencié selon les filières, afin d'être davantage représentatif de la réalité des coûts.

3.1.3. Feed-in premiums

Les *feed-in premiums* (FIP) sont similaires aux *feed-in tariffs* (FIT) dans le sens où ce régime a pour objectif de compenser les coûts de production d'électricité verte par un certain montant (une prime) en plus du prix du marché relatif à la vente d'électricité verte produite. Tout comme pour les FIT, la procédure d'octroi du niveau de soutien peut être mise en œuvre au travers d'une approche administrative, où le niveau de soutien est déterminé par une autorité compétente et peut être différencié en fonction des technologies, ou au travers de procédures compétitives.

La différence principale entre les FIP et les FIT est liée à l'obligation, pour les producteurs, dans le cadre des FIP, de vendre leur production sur le marché directement, avant de pouvoir percevoir le soutien. L'objectif des FIP est ainsi d'assurer une meilleure intégration des producteurs au sein du marché, en les confrontant directement aux risques et fluctuations du prix de l'électricité sur le marché. En obligeant les producteurs à vendre directement sur le marché avant de pouvoir bénéficier de la prime, le mécanisme a pour but d'inciter les producteurs à adopter davantage un comportement d'acteur compétitif et de développer des stratégies qui permettent une gestion plus efficace des coûts et de la production, par exemple au travers d'une meilleure planification de la production et de la maintenance.

Hormis cette distinction par rapport aux FIT, on constate que le système de FIP peut prendre plusieurs formes. Ainsi, les primes peuvent être fixes ou flottantes. Ces variantes du mécanisme peuvent également être soumises à un plafond et/ou un plancher de prix. Dans le cas d'une prime fixe, cela permet de limiter le soutien aux producteurs d'électricité à partir d'un certain niveau de revenu où le soutien ne s'avère pas nécessaire pour leur rentabilité. Un plancher permet à l'inverse de garantir un niveau de revenu minimum aux producteurs et de les protéger des risques du prix du marché qui serait trop bas et compromettrait un retour raisonnable sur investissement. De manière générale, les différentes formes que peuvent prendre les FIP impliquent une distribution du risque différente entre les parties concernées (producteurs et autorité compétente).

Dans le cas de primes flottantes, un prix du marché trop bas peut engendrer un niveau de soutien important. Déterminer un prix minimum de marché sur lequel la prime flottante peut s'appliquer permet ainsi de fixer un niveau de soutien maximum. Dans le cas où le prix du marché dépasserait le prix référence, ce dernier prend alors le rôle de plafond – où les producteurs doivent compenser l'autorité compétente pour les revenus additionnels engendrés (principe du *Contract for difference* au Royaume-Uni).

3.1.4. Autres mécanismes de soutien

3.1.4.1. Incitants financiers et fiscaux

Cette catégorie de mécanismes de soutien est vaste et reprend une multitude d'instruments différents et variés. Elle comprend notamment les subsides et subventions octroyés par les administrations sur base des politiques définies par le gouvernement concerné, les crédits d'impôts, les avantages fiscaux et les prêts à taux avantageux. Bien que l'on observe la présence de ces instruments tant au niveau de l'investissement que de la production, la décision d'investissement est celle qui est la plus soutenue au travers de ces mécanismes. Par ailleurs, ces instruments tendent généralement à jouer sur le prix de l'investissement plutôt que sur la quantité d'électricité produite.

Dans la pratique, on constate par exemple qu'un soutien financier peut ainsi être octroyé via des subsides à l'investissement, des prêts avantageux ou des crédits d'impôt, ou encore via des réductions des taux de TVA applicables sur l'achat d'équipement et de matériel destinés à la construction d'installations de production d'électricité verte.

3.1.4.2. Taxes environnementales

En plus des politiques et mécanismes qui font la promotion d'une ou plusieurs filières de production d'énergie verte, il existe d'autres stratégies qui peuvent avoir un impact indirect sur le développement des technologies. Le terme indirect est utilisé pour différencier ces mécanismes des mécanismes directs qui ont un impact sur le signal à l'investissement ou à la production.

Dans le cas de taxes environnementales ou carbone par exemple, les technologies de production d'énergie « traditionnelles » sont désavantagées, au travers de leur fiscalité, d'un point de vue de la compétitivité par rapport aux technologies plus propres ou vertes. Ces taxes se basent sur le principe du pollueur-payeur et ont pour objectif d'internaliser les coûts externes négatifs des installations moins performantes d'un point de vue environnemental.

Concrètement, les instruments fiscaux indirects les plus importants comprennent les taxes environnementales, comme l'écotaxe applicable sur l'électricité produite au moyen des sources non-renouvelables, les taxes carbone ou permis sur les émissions de CO₂.

3.1.4.3. Autoconsommation

L'autoconsommation, à savoir la consommation de sa production pour son propre usage, constitue également un mécanisme de soutien à part entière. Cet incitant pousse le producteur à consommer prioritairement l'électricité qu'il produit, avant d'injecter le surplus sur le réseau. Cela lui permet d'éviter l'achat de ce volume d'électricité à un fournisseur ainsi que de devoir payer, sur ce même volume autoconsommé, les coûts de réseau ainsi que les éventuelles taxes et surcharges.

3.1.4.4. Mécanisme de compensation

Un autre incitant à la production d'électricité renouvelable ou verte concerne le mécanisme de compensation, ou *net-metering*. Un tel instrument est uniquement applicable aux flux transitant vers ou du réseau et est destiné à simuler les effets d'une autoconsommation qui n'existe pas. La notion de *net-metering* fait donc référence à la différence entre l'électricité prélevée (extraite du réseau) et l'électricité injectée sur le réseau.

Ce mécanisme peut par exemple être mis en œuvre via l'utilisation de compteurs distincts pour l'électricité injectée et celle consommée à partir du réseau. Alternativement, un compteur unique peut être employé, tournant à l'envers lorsque de l'électricité est injectée sur le réseau par l'installation. En conséquence, seule la consommation nette est alors facturée, ce à quoi devraient alors s'ajouter les frais d'utilisation du réseau.

3.2. Procédures d'accès au soutien à la production d'électricité verte

La détermination du niveau de soutien à octroyer aux producteurs doit répondre à un équilibre assurant :

- d'une part, aux porteurs de projets, une rentabilité suffisante ou un temps de retour simple sur investissement raisonnable, les incitant à investir pour répondre aux objectifs de production d'électricité verte ;
- d'autre part, une charge financière supportée par les consommateurs et/ou contribuables qui soit raisonnable et maîtrisée.

Il est important de limiter les distorsions de marché en compensant les opérateurs et en intervenant de manière mesurée dans le respect de l'intérêt général. La diversité des mécanismes implique en effet des changements au niveau de la répartition des risques et de l'exposition aux réalités de marché.

Deux types de procédures sont employés dans les États européens : des procédures administratives et des procédures compétitives comme les *tenders* ou les enchères.

3.2.1. Procédures administratives

Historiquement, l'accès au soutien aux filières de production d'électricité verte dans les pays européens s'est essentiellement basé sur des procédures administratives. Ces procédures prennent en compte divers aspects (tels que les coûts d'investissement et de production, les aspects technologiques, etc.) afin d'intégrer au mieux les mécanismes de soutien au marché.

Ces procédures administratives déterminent généralement un niveau de soutien sur base d'un prix de référence estimé. Sur base d'éléments techniques et économiques, ce prix a alors pour but d'inciter le développement des modes de production souhaités de façon à garantir au moins la couverture des coûts nécessaires à l'implémentation de nouvelles unités de production.

La prise en compte du coût actualisé de l'énergie ou *LCOE (levelized cost of energy)* est généralement préconisée pour déterminer le niveau de soutien.

Une autre méthode de détermination du niveau de soutien consiste en l'approche du coût évité. Il s'agit de calculer les coûts évités de production d'électricité à partir de sources d'énergie conventionnelles auxquels on ajoute les coûts d'externalité. Cependant, cette dernière approche s'avère difficile à implémenter et n'est pas préconisée.

Le calcul du *LCOE* permet une différenciation du niveau de soutien entre les différentes technologies de production d'électricité verte, et ainsi une rémunération en adéquation avec les coûts réels encourus au sein de chaque filière. Par opposition, le coût évité est une approche uniforme à toutes les filières puisque l'on prend en compte le coût de production d'une filière traditionnelle type.

Au travers des procédures administratives, à l'instar des procédures compétitives, on constate que les niveaux de soutien diffèrent souvent en fonction des filières de production et technologies visées, mais

également en fonction de la taille des installations et de leur capacité de production. Ces différenciations se justifient par des différences de maturité et de compétitivité des différentes technologies.

3.2.2. Procédures compétitives

Les procédures dites compétitives consistent en des appels d'offres et autres procédures d'enchères. Théoriquement, ces procédures apparaissent comme un moyen plus sûr de parvenir à une allocation de soutien de manière compétitive de façon à mettre en œuvre le niveau de soutien le plus efficient possible et une distribution optimale auprès des différents acteurs de marché. Une condition primordiale pour la mise en place de telles procédures réside dans le fait que le marché évolue dans un contexte compétitif.

Différents types de procédures compétitives existent. Le principe général de ces procédures tend cependant à mettre l'accent principalement sur le prix étant donné l'objectif d'allouer un soutien à la production aux installations les plus compétitives. Cependant, les enchères peuvent intégrer divers critères additionnels, reprenant des spécificités techniques ou environnementales, fonction des choix politiques. On constate ainsi que les procédures compétitives peuvent différer grandement en fonction d'aspects tels que :

- la technologie visée ;
- le mécanisme de détermination du prix acceptable dans le cadre de la procédure ;
- le prix maximum autorisé ;
- la capacité totale visée par l'enchère ;
- la fréquence des appels d'offres ;
- les critères d'éligibilité ;
- les pénalités qui peuvent s'appliquer.

Dans le cadre de mécanismes se basant sur un budget global disponible pour soutenir la production d'électricité verte, les procédures compétitives donnent lieu à une allocation du soutien exprimée en termes de prix unitaire garanti à la production. Elles permettent donc d'implémenter des mécanismes de soutien à la production, tout comme elles peuvent être utilisées dans le cadre de mécanismes basés sur la quantité d'électricité verte à produire.

En outre, les procédures compétitives peuvent être employées pour allouer un soutien à l'investissement pour la réalisation d'installations de capacités. Ces procédures de *tendering* ou d'enchères semblent être préférées pour l'implémentation de projets de grande taille car ces derniers nécessitent un investissement important de la part des soumissionnaires. En effet, les spécificités des procédures de *tendering* peuvent parfois être complexes, d'un point de vue technique ou encore

lorsque l'on évalue l'importance du travail préalable qui doit être fourni pour soumettre un dossier, sans la garantie pour l'investisseur, d'accéder au soutien.

3.3. Constats et analyse des distorsions de marché engendrées par les mécanismes de soutien

Le premier constat de l'analyse réalisée par la CWaPE dans le cadre de l'évaluation des mécanismes de soutien mis en place dans les États membres de l'Union européenne est que ceux-ci sont nombreux et qu'ils ont régulièrement subi des adaptations afin de mieux correspondre aux réalités de marché et aux besoins des producteurs. En ce sens, le système de soutien wallon, bien que souvent décrié pour sa complexité et ses modifications successives, n'est pas une exception.

Les États membres présentent donc différents mécanismes de soutien qui coexistent afin de maintenir les acquis des producteurs bénéficiant d'un régime spécifique, fixé au moment de leur décision d'investir. Par ailleurs, les mécanismes de soutien, tels qu'exposés *supra*, présentent des particularités propres à chaque pays, en lien avec les politiques développées afin d'atteindre les objectifs de développement des énergies renouvelables, d'efficacité énergétique et de développement durable.

Cette mixité de systèmes ainsi que leurs particularités intrinsèques complexifient l'analyse qui peut en être faite en vue de déterminer précisément les facteurs de succès dans la mise en place d'un système de soutien, ainsi que les avantages et inconvénients propres à chacun. Cela représente également un frein pour les investisseurs qui peinent à évaluer exhaustivement les droits et les obligations auxquels ils peuvent prétendre ou sont soumis et le niveau de rentabilité escompté pour leur investissement.

À l'heure actuelle, des systèmes de soutien à la production d'électricité renouvelable sont nécessaires afin d'atteindre les objectifs fixés mais il est également indispensable de prendre conscience des distorsions de marché qu'ils introduisent ainsi que des effets néfastes au niveau de l'efficacité du marché. Les principaux effets constatés sont présentés ci-après.

3.3.1. Effets d'aubaine

Les mécanismes de soutien basés sur la production d'électricité verte s'opposent par nature à la dynamique de marché. Le niveau de soutien est en effet fixé par procédure administrative ou compétitive et non par la seule dynamique de marché, générant des effets d'aubaine puisque tout producteur d'électricité verte est certain d'être rémunéré. Fort de cette certitude, le producteur vert continue à produire même quand les prix de marché sont négatifs amenant à des distorsions sur le marché de l'électricité.

Sans octroi d'un soutien à la production, les gains du producteur se limitent au soutien à l'investissement qui peut être offert à travers d'autres instruments (subsidés à l'investissement, régime fiscal avantageux, etc.), ainsi qu'aux revenus provenant de l'exploitation de l'installation et donc de la revente de l'électricité sur le marché. Dans une situation optimale théorique, le niveau de soutien à la production serait fixé à un niveau minimum d'incitation à l'investissement et à l'exploitation d'installations de production d'électricité verte. Étant généralement défini à un niveau qui garantit le déploiement des filières et donc la rentabilité de celles-ci, ce soutien peut engendrer

des rentabilités excessives par rapport à une situation de marché dénuée de toute intervention extérieure.

Ces effets d'aubaine découlent en particulier des procédures administratives. En effet, celles-ci sont souvent perçues comme inefficaces d'un point de vue économique, parce qu'elles ne permettent pas d'estimer les niveaux de coût exacts et en particulier ceux applicables à chaque projet pris individuellement en fonction de ses particularités. Dans le cadre de procédures compétitives, les effets d'aubaine sont également possibles lorsque la compétitivité n'est pas garantie par le système en place.

3.3.2. Problèmes d'asymétrie de l'information

L'asymétrie de l'information reste un défi pour les autorités qui offrent un soutien aux acteurs de marché, particulièrement dans les cas où un niveau de soutien est déterminé *ex-ante* par procédure administrative. Les procédures administratives employées pour déterminer un niveau de soutien apparaissent inadéquates puisque la prise en compte de tous les éléments d'information -mais également des évolutions futures- souvent complexes, crée un risque de sur- ou sous-subsidiation qui peut entraîner des distorsions de marché indésirables. Pour cette raison, les pays européens tendent à favoriser de plus en plus les procédures dites compétitives.

En effet, outre l'asymétrie de l'information *ex-ante*, les conditions de marché peuvent également évoluer de façon importante. Il est difficile de prévoir quelles directions ces changements prendront, bien que les mécanismes de soutien intègrent souvent des possibilités d'adaptation en fonction de l'évolution du marché. Dans le cas de mécanismes déterminant un niveau de soutien en fonction d'un prix prédéfini, les adaptations peuvent poser problème par rapport à l'objectif initial de fournir un niveau de revenu garanti aux producteurs.

En outre, un système neutre technologiquement permet, en théorie, d'inciter au développement des technologies les plus compétitives. De fait, il est alors possible d'octroyer le soutien au travers de procédures compétitives. Ces dernières permettent d'aboutir à une efficacité de coût encore plus importante par la mise en compétition directe de différents producteurs et de limiter l'asymétrie d'information entre l'autorité compétente et les producteurs, en forçant ces derniers à révéler partiellement leurs coûts.

3.3.3. Intégration au marché

La volonté de toute autorité subsidiaire est d'assurer la plus grande intégration possible des producteurs au marché, sans entraîner trop de distorsions néfastes à son fonctionnement et à la compétitivité entre les acteurs.

Il existe différentes façons de viser à davantage d'intégration des producteurs, comme l'instauration de procédures compétitives de détermination des niveaux de soutien, ou encore l'évolution des mécanismes de *feed-in tariffs* vers des *feed-in premiums*, qui se veulent plus flexibles et exposent davantage les producteurs aux risques et réalités de marché. Cependant, l'efficacité de ces systèmes peut dépendre de beaucoup d'aspects et de critères.

Une des conditions préalables au bon fonctionnement des procédures compétitives est par exemple qu'il existe suffisamment de compétition au sein du marché. Il est nécessaire de déterminer si le marché est suffisamment mature ou diversifié avant d'entamer une quelconque procédure.

Les mécanismes de *feed-in premiums* semblent également permettre de limiter les risques et distorsions souvent constatés au travers de mécanismes plus rigides comme les *feed-in tariffs* et systèmes de quota. En effet, il apparaît que les producteurs bénéficiant d'un soutien sous forme de FIP sont en principe mieux intégrés au marché, principalement par le fait qu'ils sont davantage exposés au risque lié au prix de l'électricité sur le marché.

3.3.4. Risques juridiques liés aux aides d'État

Les instruments de soutien à la production d'électricité renouvelable représentent un risque juridique dans le sens où toute subvention gouvernementale fait obstruction au principe de libre concurrence sur les marchés. Juridiquement, l'Union européenne a défini des lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie²² qui reprennent les règles sur les aides en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. Ces lignes directrices mettent en avant l'utilisation de mécanismes de marché comme les ventes aux enchères ou mises en concurrence, afin de réduire progressivement les subventions octroyées aux producteurs, et en vue de leur suppression finale. Les technologies à faible maturité²³ ou en phase de démonstration ne sont quant à elles pas limitées à un soutien offert de façon concurrentielle.

En pratique, la complexité des systèmes de soutien en vigueur dans les différents pays, qui combinent une variété d'instruments, amène à s'interroger sur la prise en compte mutuelle de ces différents régimes lors de la détermination du niveau de soutien prévu pour chacun des subsides existants et le respect de la législation européenne en matière d'aides d'État. Par la suite, le retrait ou la mise en attente d'un mécanisme de soutien pour cause d'infraction aux règles à respecter concernant les aides d'État peut mettre à mal tout un secteur de l'économie, par la perte de confiance des investisseurs.

De manière générale, en Europe, on constate une tendance générale à l'évolution des mécanismes de soutien vers des formes de soutien plus flexibles, c'est-à-dire visant à assurer une plus grande intégration des acteurs aux risques des marchés, tentant ainsi de minimiser les distorsions de marché, et ayant recours à des procédures davantage compétitives visant à mieux maîtriser les coûts.

Dans la pratique, cela semble se traduire par une transition vers des *feed-in premiums*, plutôt que des *feed-in tariffs*. Les différentes formes de *feed-in premiums*, qui impliquent notamment la vente directe sur le marché de l'électricité verte produite avant d'avoir droit au soutien, permettent notamment d'inciter les producteurs à adopter un comportement d'acteur compétitif de marché.

Par ailleurs, à la suite de la diffusion de *guidelines* européennes relatives à la nécessité d'augmenter la concurrence sur les marchés, les procédures dites de *tendering* se répandent de plus en plus. En effet, les régimes à guichet ouvert sont de moins en moins favorisés, car ils peuvent mener à un coût trop

22 Commission Européenne. 2014. Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020.

23 Une technologie mature est une technologie dont le déploiement et l'utilisation ont permis de réduire de manière significative les défauts initiaux.

élevé des soutiens octroyés, ne favorisent pas la concurrence et n'encouragent donc pas suffisamment les producteurs à améliorer leur efficacité.

4. ANALYSE ET PROPOSITION DE LA CWAPE

Comme exposé au Chapitre 1, le mécanisme de soutien à la production d'électricité verte par l'octroi de CV a été créé en 2003 et a subi, depuis lors, de nombreuses adaptations au point de le rendre extrêmement complexe et parfois difficilement compréhensible dans le chef de bon nombre de producteurs ou d'acteurs du marché de l'énergie.

Les adaptations apportées au mécanisme ont eu pour objectif de répondre à des situations spécifiques, non identifiées au départ de ce mécanisme de soutien qui se voulait simple et basé sur 1 CV = 1 MWh, principe qui s'est révélé insuffisant pour soutenir des installations dont le coût d'investissement et de fonctionnement peut parfois se révéler conséquent.

Certains éléments, propres au mécanisme de départ ou résultats de son évolution, peuvent être pointés :

- l'évaluation trimestrielle du facteur k_{CO_2} réel de l'installation pour déterminer le taux d'octroi de CV sur la période est une approche vertueuse à la base mais qui, dans des cas d'intrants multiples et de variations d'intrants biomasse d'une période à l'autre, induit une charge de travail conséquente pour la CWAPE mais également pour le producteur. L'augmentation du nombre d'installations et de leur complexité pose question quant à la possibilité, pour l'autorité compétente, d'assumer cette charge croissante dans le futur ;
- la fin de vie des installations a été approchée par les solutions de modifications significatives reprises à l'article 15^{ter} de l'AGW du 30 novembre 2006, mais les dernières évolutions du texte réglementaire, menant à un traitement individuel systématique des dossiers, contribuent à la complexification du système, à l'absence de visibilité quant à l'avenir des installations des producteurs, et à un temps de préparation et de traitement des dossiers beaucoup trop important du fait de la masse d'informations à communiquer, justifier et traiter ;
- l'évolution du système s'est également traduite par une forme de soutien indirect à certaines filières (agricoles, déchets, etc.), ayant pour conséquence une hausse du prix de certains intrants, faussant dès lors la concurrence.

La principale conclusion que la CWAPE tire de ces évolutions multiples est que le système global doit être réformé au niveau du type de soutien à accorder aux installations et en ce qui concerne le mécanisme global de financement. Les objectifs poursuivis par la CWAPE tout au long de son analyse sont repris ci-dessous :

OBJECTIFS DU SOUTIEN - CWAPE

- o Optimisation de la production d'électricité verte sur base des objectifs fixés par le Gouvernement
- o Incitation à l'investissement pour les investisseurs/producteurs
- o Maîtrise du coût répercuté à la collectivité – notion de coût supportable

OBJECTIFS DU MECANISME - CWAPE

- o Clarification du cadre
- o Visibilité pour les investisseurs
- o Niveau de soutien et de financement équitable pour le producteur et l'ensemble des contributeurs
- o Simplification des procédures et du traitement
- o Traitement des opérations de portage et de temporisation

Suite à l'analyse réalisée au Chapitre 3 concernant les mécanismes de soutien en vigueur dans les États membres de l'Union européenne, la CWaPE a analysé les possibilités d'évolution du système actuellement applicable en Région wallonne.

Les deux questions qui ont guidé cette analyse sont :

- quelles installations doivent bénéficier d'un soutien public pour atteindre des objectifs de production d'électricité verte ?
- comment faut-il soutenir ces projets en vue de rencontrer les objectifs fixés, à savoir :
 - l'optimisation de la production d'électricité verte afin d'atteindre les objectifs fixés par le Gouvernement wallon ;
 - l'incitation à l'investissement pour les investisseurs/producteurs ;
 - la maîtrise du coût répercuté à la collectivité (notion de coût supportable).

Concomitamment à la réponse à apporter à ces deux questions, la CWaPE a également pour objectifs de proposer une simplification du système et des procédures administratives applicables pour les différents acteurs, et de garantir une meilleure efficacité, une plus grande visibilité et davantage de transparence pour le nouveau mécanisme proposé.

Ce chapitre s'appuie, en partie, sur les réflexions que la CWaPE a menées en collaboration avec PricewaterhouseCoopers (PwC) dans le cadre d'une mission de conseil.

4.1. Installations éligibles au soutien dans le cadre des objectifs E-SER définis par le Gouvernement

La détermination des projets de production d'électricité verte à prendre en compte dans un régime de soutien, quel qu'il soit, est réalisée au moyen d'indicateurs de performance économique et environnementale ainsi que sur base du potentiel renouvelable développable propre à chaque filière de production.

Sur base de ces éléments, il est alors possible de définir une priorisation des types d'installations à soutenir en fonction des objectifs de la stratégie E-SER définie par le Gouvernement.

4.1.1. Performance économique des filières

Afin d'évaluer la performance économique des filières, il est, dans un premier temps, nécessaire de définir les filières et sous-filières, différenciées par tranche de puissance, sur lesquelles porte cette analyse. Au vu du travail déjà réalisé en 2014 dans le cadre de l'élaboration de la méthodologie appliquée pour le calcul des coefficients k_{ECO} applicables pour les différentes filières de production d'électricité verte à partir du 1^{er} janvier 2015, de l'actualisation de cette méthodologie (approuvée par le Comité de direction de la CWaPE le 26 janvier 2017 et en attente d'approbation par le

Gouvernement wallon), déterminant sur base de paramètres technico-économiques différentes sous-filières, et des constats réalisés et des améliorations à y apporter depuis la mise en place du mécanisme de réservation et d'enveloppes de CV, la CWaPE a jugé opportun de considérer les sous-filières suivantes dans son analyse :

Tableau 8 SOUS-FILIÈRES

Sous-filières	Classe de puissance (kW)
Photovoltaïque] 10 ; 250]
Photovoltaïque] 250 ; 1 000]
Photovoltaïque] 1 000 ; - [
Photovoltaïque (full injection)] 1 000 ; - [
Éolien] 0 ; 100]
Éolien] 100 ; - [
Hydraulique] 0 ; 5]
Hydraulique] 5 ; 10]
Hydraulique] 10 ; 100]
Hydraulique] 100 ; 1 000]
Hydraulique] 1 000 ; - [
Biogaz agricole] 0 ; 10]
Biogaz agricole] 10 ; 200]
Biogaz agricole] 200 ; 600]
Biogaz agricole] 600 ; 1 500]
Biogaz agricole] 1 500 ; - [
Biogaz industrie agro-alimentaire] 0 ; 10]
Biogaz industrie agro-alimentaire] 10 ; 200]
Biogaz industrie agro-alimentaire] 200 ; 600]
Biogaz industrie agro-alimentaire] 600 ; 1 500]
Biogaz industrie agro-alimentaire] 1 500 ; - [
Biomasse solide bois brut] 0 ; 500]
Biomasse solide bois brut] 500 ; 2 000]
Biomasse solide bois brut] 2 000 ; 5 000]
Biomasse solide bois brut] 5 000 ; 20 000]
Biomasse solide bois brut] 20 000 ; - [
Biomasse solide bois traité] 0 ; 500]
Biomasse solide bois traité] 500 ; 2 000]
Biomasse solide bois traité] 2 000 ; 5 000]
Biomasse solide bois traité] 5 000 ; 20 000]
Biomasse solide bois traité] 20 000 ; - [
Cogénération fossile] 0 ; 1]
Cogénération fossile] 1 ; 10]
Cogénération fossile] 10 ; 500]
Cogénération fossile] 500 ; 1 000]
Cogénération fossile] 1 000 ; 5 000]
Cogénération fossile] 5 000 ; - [

Suite à la détermination des filières et sous-filières entrant dans le périmètre d'analyse, la CWaPE a construit un indicateur de performance économique. Étant donné l'expérience acquise dans le cadre de la méthodologie de calcul des coefficients économiques k_{ECO} , la méthode de calcul utilisée est celle de la valeur actualisée nette (VAN).

Concernant ce périmètre d'analyse, la CWaPE s'est également penchée sur les installations de production d'électricité verte financées en tout ou partie par le coût-vérité déchets et la nécessité de

leur accorder un soutien à la production. Comme ces installations sont financées par le coût-vérité déchet et les subsides auxquels elles peuvent prétendre pour leurs investissements, la notion de rentabilité ne s'appréhende pas de la même façon que lorsqu'il s'agit d'une installation n'entrant pas dans ce champs spécifique. Par ailleurs, la CWaPE ne dispose pas des éléments d'information économiques, techniques et financiers pertinents pouvant constituer des valeurs de référence pour le calcul du soutien à cette filière spécifique, contrairement aux autres filières visées dans le *tableau 8*. Sur cette base, la CWaPE propose de les retirer du champ d'application du nouveau mécanisme de soutien à la production d'électricité verte.

Sur base de la méthodologie k_{ECO} , dont les hypothèses et paramètres technico-économiques (durée d'investissement, taux d'actualisation distincts par filière, rendements électrique et thermique, frais d'opération et de maintenance, etc.) ont été affinés en janvier 2017²⁴ dans le cadre de l'actualisation de la méthodologie de calcul des k_{ECO} soumise au Gouvernement wallon pour la période 2017-2018, le calcul consiste à déterminer la VAN par unité de production (EUR/MWh), sans soutien, pour les différentes sous-filières.

Ce calcul de la VAN, lié à un projet d'investissement type, permet de prendre en considération l'ensemble des flux de trésorerie (entrants et sortants), en appliquant un taux d'actualisation afin de connaître la « valeur actuelle » des montants perçus ou déboursés à des périodes de temps différentes. Si l'indicateur est positif, cela signifie que le projet est rentable sans mécanisme de soutien. Dans le cas contraire, il est nécessaire d'apporter un soutien à la sous-filière afin qu'un porteur de projet décide d'investir dans une unité de production. Le niveau de soutien est alors égal à la valeur absolue de l'indicateur.

En se basant uniquement sur cet indicateur de performance économique, ce sont les sous-filières caractérisées par les VAN/MWh négatives dont les valeurs absolues respectives sont les moins élevées qu'il s'agit de favoriser dans le cadre de la mise en œuvre d'un mécanisme de soutien. En d'autres termes, sans tenir compte du potentiel exploitable, de la maturité des filières et du besoin d'un *fuel mix* diversifié, le mécanisme de soutien doit viser à soutenir les (sous-)filières nécessitant un soutien (VAN/MWh négative), en priorisant celles dont le soutien nécessaire serait le moins important (valeurs absolues des VAN/MWh les moins élevées).

Afin de déterminer quelles filières prioriser, celles-ci sont triées de manière décroissante sur base de leur performance économique. Une distinction est introduite sur le dénominateur de l'indicateur, à savoir la production de l'installation ; la même analyse est réalisée sur base des MWh totaux ou sur base des MWh électriques (hors chaleur). Ceci permet de prendre en compte l'impact d'un éventuel mécanisme complémentaire de soutien à la production de chaleur, indépendamment du soutien à la production d'électricité, s'il était amené à voir le jour.

24 Par courrier daté du 23 décembre 2016 et du 2 février 2017, la CWaPE a transmis au Ministre de l'Énergie l'actualisation de la méthodologie de calcul des coefficients économiques pour la période 2017-2018.

GRAPHIQUE 26 INDICATEURS DE PERFORMANCE ÉCONOMIQUE DES SOUS-FILIÈRES

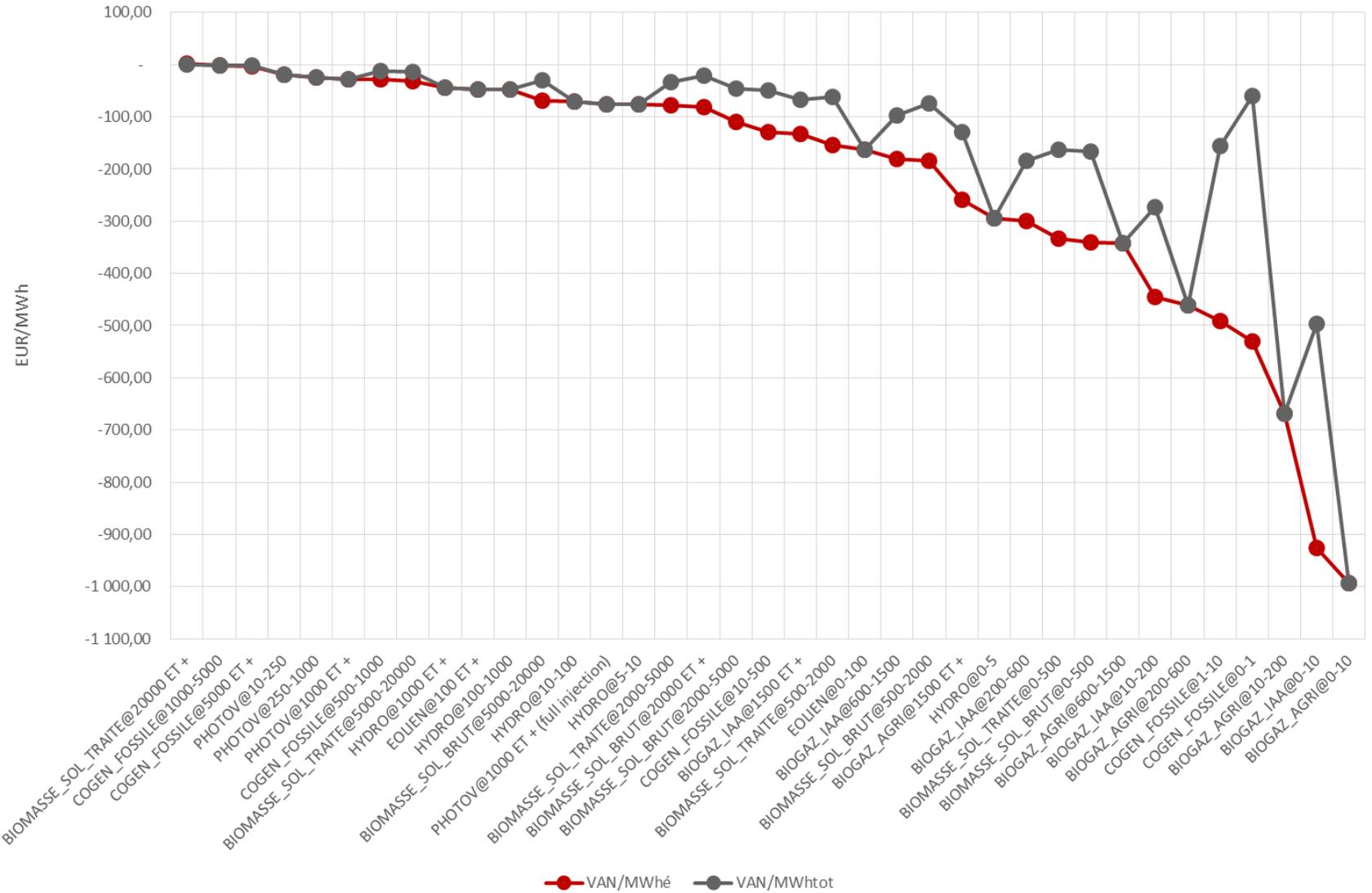


Tableau 9 INDICATEURS DE PERFORMANCE ÉCONOMIQUE DES SOUS-FILIÈRES

Sous-filières	Classe de puissance (kW)	VAN/MWh _{élec}	VAN/MWh _{tot}
Photovoltaïque] 10 ; 250]	-18,39	-18,39
Photovoltaïque] 250 ; 1 000]	-24,16	-24,16
Photovoltaïque] 1 000 ; - [-27,17	-27,17
Photovoltaïque (full injection)] 1 000 ; - [-75,36	-75,36
Éolien] 0 ; 100]	-162,08	-162,08
Éolien] 100 ; - [-47,25	-47,25
Hydraulique] 0 ; 5]	-293,56	-293,56
Hydraulique] 5 ; 10]	-75,88	-75,88
Hydraulique] 10 ; 100]	-70,69	-70,69
Hydraulique] 100 ; 1 000]	-47,84	-47,84
Hydraulique] 1 000 ; - [-43,46	-43,46
Biogaz agricole] 0 ; 10]	-993,77	-993,77
Biogaz agricole] 10 ; 200]	-668,14	-668,14
Biogaz agricole] 200 ; 600]	-460,43	-460,43
Biogaz agricole] 600 ; 1 500]	-318,03	-342,03
Biogaz agricole] 1 500 ; - [-258,63	-129,76
Biogaz industrie agro-alimentaire] 0 ; 10]	-925,22	-495,65
Biogaz industrie agro-alimentaire] 10 ; 200]	-444,47	-273,52
Biogaz industrie agro-alimentaire] 200 ; 600]	-299,09	-183,60
Biogaz industrie agro-alimentaire] 600 ; 1 500]	-180,95	-96,33
Biogaz industrie agro-alimentaire] 1 500 ; - [-133,12	-67,70
Biomasse solide bois brut] 0 ; 500]	-339,93	-166,76
Biomasse solide bois brut] 500 ; 2 000]	-184,94	-73,97
Biomasse solide bois brut] 2 000 ; 5 000]	-110,06	-46,47
Biomasse solide bois brut] 5 000 ; 20 000]	-68,00	-29,57
Biomasse solide bois brut] 20 000 ; - [-80,54	-21,59
Biomasse solide bois traité] 0 ; 500]	-332,81	-163,26
Biomasse solide bois traité] 500 ; 2 000]	-153,50	-61,40
Biomasse solide bois traité] 2 000 ; 5 000]	-77,66	-32,79
Biomasse solide bois traité] 5 000 ; 20 000]	-31,75	-13,80
Biomasse solide bois traité] 20 000 ; - [2,41	0,65
Cogénération fossile] 0 ; 1]	-531,05	-59,01
Cogénération fossile] 1 ; 10]	-491,82	-155,64
Cogénération fossile] 10 ; 500]	-128,50	-48,49
Cogénération fossile] 500 ; 1 000]	-27,52	-12,19
Cogénération fossile] 1 000 ; 5 000]	-1,31	-0,58
Cogénération fossile] 5 000 ; - [-2,31	-0,54

Sur base du graphique et du tableau récapitulatif ci-dessus, le niveau de soutien nécessaire pour rentabiliser tous les projets de production d'électricité verte en lien avec les sous-filières sélectionnées peut être déterminé.

Un premier constat est que, sur base des hypothèses considérées, la biomasse solide à partir de bois traité de plus de 20 MW n'a pas besoin de soutien pour être rentable (VAN/MWh_{tot} positive).

Comme cela a déjà pu être constaté lors du calcul des coefficients économiques k_{ECO} applicables pour les filières de production d'électricité verte, ce sont les sous-filières biogaz ainsi que les classes de puissance inférieures qui ont besoin du soutien à la production le plus important pour être rentables et inciter à l'investissement.

Dans une optique très restrictive de ne considérer que la performance économique des sous-filières, il conviendrait de commencer par exploiter le potentiel total de la sous-filière présentant un indicateur de performance économique négatif et avec la plus faible valeur absolue, pour seulement ensuite se porter sur la deuxième sous-filière et la développer au maximum, et ainsi de suite.

4.1.2. Performance économique-environnementale des filières

La performance environnementale des différentes sous-filières définies *supra* peut être appréhendée à partir de données dont dispose la CWaPE concernant les facteurs d'émission de CO₂ de chaque filière et sous-filière, ainsi que des calculs du coût associé aux émissions évitées de CO₂ par sous-filière (offrant ainsi une perspective davantage économique-environnementale).

L'indicateur proposé permet de prendre en compte simultanément et distinctement les points de vue économique et environnemental. En effet, dans une perspective optimale, le système de soutien a vocation à soutenir les sous-filières qui sont à la fois les plus attractives d'un point de vue économique et d'un point de vue environnemental. L'indicateur de performance économique-environnemental s'interprète comme étant le coût par kilogramme de CO₂ évité²⁵.

À titre d'information, le tableau ci-dessous reprend les coefficients d'émissions de CO₂ (en kgCO₂/MWh primaire) qui sont déterminés pour chaque filière.

Tableau 10 COEFFICIENTS D'ÉMISSIONS DE CO₂ PAR SOUS-FILIÈRE

Sous-filières	Classe de puissance (kW)	kg CO ₂ /MWh _p
Photovoltaïque] 10 ; - [0
Éolien] 0 ; - [0
Hydraulique] 0 ; - [0
Biogaz agricole] 0 ; 10]	0
Biogaz agricole] 10 ; - [18
Biogaz industrie agro-alimentaire] 0 ; 10]	0
Biogaz industrie agro-alimentaire] 10 ; - [18
Biomasse solide bois brut] 0 ; 500]	8
Biomasse solide bois brut] 500 ; 2 000]	15
Biomasse solide bois brut] 2 000 ; - [22
Biomasse solide bois traité] 0 ; 500]	8
Biomasse solide bois traité] 500 ; 2 000]	15
Biomasse solide bois traité] 2 000 ; - [22
Cogénération fossile] 0 ; - [251

Les facteurs d'émissions de CO₂ sont déterminés par la CWaPE sur base de valeurs conventionnelles²⁶, notamment une valeur nulle pour les filières sans combustible (photovoltaïque, éolien et hydraulique) et pour les déchets industriels, ainsi que sur base d'un facteur moyen représentatif des différents mélanges d'intrants utilisés dans les installations du parc de production.

²⁵ La mesure de CO₂ évité se calcule comme la différence entre les émissions de CO₂ d'une installation de référence (centrale au gaz naturel avec un rendement de 55 % pour la production électrique et une chaudière fonctionnant au gaz naturel avec un rendement de 90 % pour la production de chaleur) et les émissions de CO₂ d'une unité de production type de chacune des sous-filières retenues dans notre analyse.

²⁶ Communication CD-4f01-CWaPE sur les coefficients d'émission de CO₂ des filières de production d'électricité verte, définis en application de l'article 38, §2, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.

Comme pour la performance économique des filières, les différentes sous-filières peuvent être classées par ordre décroissant en fonction de leur VAN/kgCO₂ évité. Cette classification permet d'identifier les sous-filières pour lesquelles le coût ramené à la réduction des émissions de CO₂ par rapport aux émissions d'une installation de production de référence au gaz naturel est moindre. Ces filières sont donc celles qu'il est le plus pertinent de soutenir d'un point de vue économique-environnemental.

Une lecture de gauche à droite du graphique ci-dessous permet de définir les sous-filières ayant la meilleure performance économique-environnementale. Les sous-filières caractérisées par une VAN/kgCO₂ évité de zéro sont celles qui ne nécessitent pas de soutien et qui permettent, sans être subsidiées, d'éviter des émissions de CO₂ par rapport à une installation de référence. C'est notamment le cas des grandes installations de biomasse solide bois traité. Pour les autres sous-filières, au plus l'indicateur est petit, en valeur absolue, au plus bas est le soutien à la production nécessaire pour éviter l'émission d'un kg de CO₂.

Comme mentionné précédemment, alors que certaines sous-filières produisent uniquement de l'électricité, d'autres produisent également de la chaleur. À l'instar du critère de performance économique, la performance économique-environnementale peut également être évaluée au travers de deux dimensions distinctes : l'électricité ou l'énergie totale produite (électricité + chaleur).

La CWaPE est cependant d'avis que dissocier les deux dimensions n'a pas de sens étant donné l'essence même de la cogénération qui est de produire de manière combinée de la chaleur et de l'électricité, en réalisant une économie d'énergie par rapport à la production séparée des mêmes quantités de chaleur et d'électricité. La dimension chaleur fait donc partie intégrante du périmètre de cette analyse et de l'évaluation du soutien nécessaire aux installations de cogénération.

Le tableau ci-dessous reprend les indicateurs de performance économique-environnementale pour les différentes sous-filières :

Tableau 11 INDICATEUR DE PERFORMANCE ÉCONOMICO-ENVIRONNEMENTALE DES SOUS-FILIÈRES

Sous-filières	Classe de puissance (kW)	VAN/kg CO ₂ évité
Photovoltaïque] 10 ; 250]	-40,33
Photovoltaïque] 250 ; 1 000]	-52,98
Photovoltaïque] 1 000 ; - [-59,58
Photovoltaïque (full injection)] 1 000 ; - [-165,26
Éolien] 0 ; 100]	-355,43
Éolien] 100 ; - [-103,63
Hydraulique] 0 ; 5]	-643,78
Hydraulique] 5 ; 10]	-166,39
Hydraulique] 10 ; 100]	-155,01
Hydraulique] 100 ; 1 000]	-104,91
Hydraulique] 1 000 ; - [-95,30
Biogaz agricole] 0 ; 10]	-2179,32
Biogaz agricole] 10 ; 200]	-1726,46
Biogaz agricole] 200 ; 600]	-990,16
Biogaz agricole] 600 ; 1 500]	-595,87
Biogaz agricole] 1 500 ; - [-189,99
Biogaz industrie agro-alimentaire] 0 ; 10]	-710,11
Biogaz industrie agro-alimentaire] 10 ; 200]	-487,56
Biogaz industrie agro-alimentaire] 200 ; 600]	-320,41
Biogaz industrie agro-alimentaire] 600 ; 1 500]	-147,75
Biogaz industrie agro-alimentaire] 1 500 ; - [-100,00
Biomasse solide bois brut] 0 ; 500]	-243,80
Biomasse solide bois brut] 500 ; 2 000]	-96,45
Biomasse solide bois brut] 2 000 ; 5 000]	-64,36
Biomasse solide bois brut] 5 000 ; 20 000]	-41,41
Biomasse solide bois brut] 20 000 ; - [-21,66
Biomasse solide bois traité] 0 ; 500]	-238,69
Biomasse solide bois traité] 500 ; 2 000]	-80,05
Biomasse solide bois traité] 2 000 ; 5 000]	-45,42
Biomasse solide bois traité] 5 000 ; 20 000]	-19,33
Biomasse solide bois traité] 20 000 ; - [0,00
Cogénération fossile] 0 ; 1]	-333,36
Cogénération fossile] 1 ; 10]	-2882,23
Cogénération fossile] 10 ; 500]	-364,59
Cogénération fossile] 500 ; 1 000]	-136,98
Cogénération fossile] 1 000 ; 5 000]	-3,15
Cogénération fossile] 5 000 ; - [-4,49

De manière semblable à l'indicateur de performance économique, il s'avère que les sous-filières les moins efficaces par rapport à cet indicateur sont les sous-filières biogaz ainsi que, de manière générale, les classes de puissance inférieures qui ont besoin d'un soutien rapporté au kg de CO₂ évité plus grand pour être rentables et inciter à l'investissement.

4.1.3. Impacts sociétaux

Les deux indicateurs précédents présentent un aspect principalement économique des sous-filières considérées dans cette analyse. Ces indicateurs ont l'avantage de fournir des données chiffrées, permettant d'établir une priorisation des filières à soutenir. La CWaPE souhaite néanmoins apporter, dans cette section, une série d'éléments de réflexion que le Gouvernement wallon sera libre d'intégrer ou non dans sa prise de décision en matière de choix de sous-filières à soutenir au travers d'un mécanisme de soutien à la production.

En effet, sur la seule base des deux indicateurs précédents, il ne semble pas intéressant de soutenir la filière biogaz. Mettre cette filière de côté équivaldrait néanmoins à négliger une série d'avantages qui y sont liés comme, entre autres :

- une production constante (de type « *baseload* »), complémentaire aux productions intermittentes d'origine photovoltaïque et éolienne ;
- une participation à la flexibilité demandée par le marché ;
- une création d'emplois locaux. À ce titre, la littérature²⁷ estime qu'une installation de 1 MW permet de créer 7 emplois temps plein directs ;
- une mise en application des principes d'économie circulaire : la biométhanisation transforme des sous-produits et des déchets provenant d'entreprises ancrées sur le territoire wallon (utilisation et valorisation des ressources locales) et permet, dans le cas d'une biométhanisation agricole, la valorisation du digestat en substitution aux engrais chimiques.

Bien que la CWaPE ne soit pas en mesure de chiffrer l'impact positif des éléments repris ci-dessus, il paraît nécessaire d'en tenir compte lors du choix des filières à soutenir.

PROPOSITION DE LA CWAPE :

Sur base l'ensemble des éléments exposés ci-dessus, la CWaPE est d'avis que l'ensemble des sources d'énergie renouvelables identifiées ci-dessus doivent contribuer au mix énergétique de demain et qu'elles doivent continuer à bénéficier d'un soutien public.

²⁷ Impact micro et macroéconomique des énergies renouvelables, TWEED, 93 p., 2014.
<http://clusters.wallonie.be/tweed-fr/03-04-2014-communique-de-presse-le-cluster-tweedrealise-le-diagnostic-de-l-avenir-economique-des-energies-renouvelables.html?IDC=5261&IDD=46913>

4.1.4. Autres coûts

La CWaPE souligne que, dans une approche exhaustive, il est important de noter que l'intégration croissante des énergies intermittentes induit des coûts relatifs à l'équilibrage, à l'adaptation du réseau et aux prévisions de production. Dans le cadre de cette proposition, la CWaPE n'a pas réalisé d'analyse spécifique quant à ces autres coûts relatifs à l'intégration des énergies renouvelables pour la production d'électricité mais présente, ci-dessous, quelques pistes d'évaluation, dont il faudra tenir compte en fonction d'un éventuel mix énergétique SER défini par le Gouvernement wallon et davantage orienté vers les filières intermittentes :

- coûts d'équilibrage (*balancing costs*) : les filières intermittentes (photovoltaïque et éolien) amènent un déséquilibre entre les injections et les prélèvements dans le périmètre des responsables d'équilibre (erreurs de prévisions). En cas de déséquilibre entre la production et la consommation sur le réseau, le GRT, Elia, met en œuvre différents mécanismes de *balancing* pour assurer l'équilibre. Cet équilibrage du réseau représente un coût dans le chef des *Access Responsible Party* (ARP), individuellement responsables de l'équilibre quart-horaire des prélèvements et des injections repris dans leur portefeuille ou périmètre d'équilibre.

Afin d'estimer ce coût, il est possible de superposer, pour une année donnée, les courbes de production réelle et de production estimée, l'écart entre les deux représentant le déséquilibre constaté. Sur ce volume de déséquilibre, un tarif de déséquilibre est appliqué, et, en faisant intervenir un prix *spot* pour la *commodity*, il serait possible d'obtenir, par filière, un coût annuel d'équilibrage.

- coût du *back-up* (*profile costs*) : les coûts du *back-up* sont liés au caractère journalier fluctuant de la production photovoltaïque et éolienne et à la nécessité de prévoir des unités de production en appui, de même que des possibilités de gestion de la demande.
- coûts du réseau (*grid costs*) : les coûts d'adaptation du réseau sont difficilement estimables mais une première approche pourrait se référer à la méthodologie de calcul de l'analyse coût-bénéfice et les valeurs de référence applicables²⁸, indiquant une valeur plafond au-dessus de laquelle un projet d'adaptation du réseau est qualifié d'économiquement injustifié au regard de la production amenée par le projet d'unité de production impliquant une adaptation du réseau. Cette valeur plafond a été fixée à la valeur conservatoire de 12 EUR/MWh produit sur la durée de vie technico-économique de l'installation suite à la concertation avec les *stakeholders*. Il sera nécessaire, suite aux analyses coût-bénéfice réalisées, de tirer les constats par filière quant aux coûts d'adaptation du réseau qui pourront alors être pris en compte dans le cadre d'une priorisation des filières à soutenir.

4.1.5. Potentiel développable par filière

Les considérations d'évolution et de développement des différentes filières de production d'électricité verte doivent intégrer le potentiel développable à l'horizon 2030. Toutefois, il est difficile d'obtenir des données précises quant au potentiel de développement en Région wallonne.

²⁸ Communication CD-17f14-CWaPE-0018 du 16 juin 2017 sur « la méthodologie de calcul de l'analyse coût-bénéfice et les valeurs de référence applicables ».

À cet égard, il est important de préciser quelques éléments d'information contextuels sur ces filières, qu'il est utile de considérer dans l'analyse menée :

- la filière de la biomasse agricole semble présenter encore du potentiel de production développable bien qu'on s'attend à ce qu'il soit limité ;
- la filière biomasse fonctionnant au bois brut semble avoir atteint ses limites étant donné que les capacités des scieries nationales sont *a priori* atteintes – à moins que l'importation de bois ne soit envisagée ;
- la filière de l'éolien terrestre pourrait encore être développée ;
- la filière photovoltaïque présente encore un potentiel important via les toits des industriels. Il existerait encore également du potentiel exploitable pour des installations au sol²⁹ de plus d'1 MW ;
- la filière hydraulique apparaît épuisée, à l'exception des installations de petite taille ;
- la filière de la cogénération fossile, avec une centaine d'installations de plus de 10 kW, semble encore présenter un potentiel en milieux commerciaux et industriels.

De façon générale, les projets de grande envergure et nécessitant des combustibles – biogaz, biomasse et combustible fossile – trouvent actuellement place chez des industriels. En Région wallonne, une croissance importante de ces industriels n'est pas attendue, ce qui limite le potentiel de nouvelles capacités de production.

Les évaluations les plus à jour concernant le potentiel de production E-SER développable à l'horizon 2030 par filière et sous-filière ont été réalisées en octobre 2017 par la Fédération des énergies renouvelables (EDORA) :

Tableau 12 POTENTIEL DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE RENOUVELABLE À L'HORIZON 2030

	2017[1] Gwh	2030 Gwh
Photovoltaïque	878	3500
Éolien	1558	5500
Hydraulique	263	480
Biogaz	168	614
Biomasse	1456	2713
Autres (géothermie)	0	200
TOTAL	4322	13007

[1] Chiffres 2017 – CWaPE

Le potentiel renouvelable défini par EDORA et présenté ci-dessus, de 13 TWh, s'il peut être mobilisé, est en phase avec l'objectif de 9,181 TWh fixé par le Gouvernement wallon à l'horizon 2030. Il convient d'attirer l'attention sur le fait que le potentiel renouvelable ne pourra *a priori* pas se concrétiser pour les filières éolienne et biomasse sans la levée de certaines barrières administratives, législatives et

²⁹ Dans le respect de la législation relative à la gestion des sols et en évitant les conflits d'usage avec les terres agricoles ou forestières.

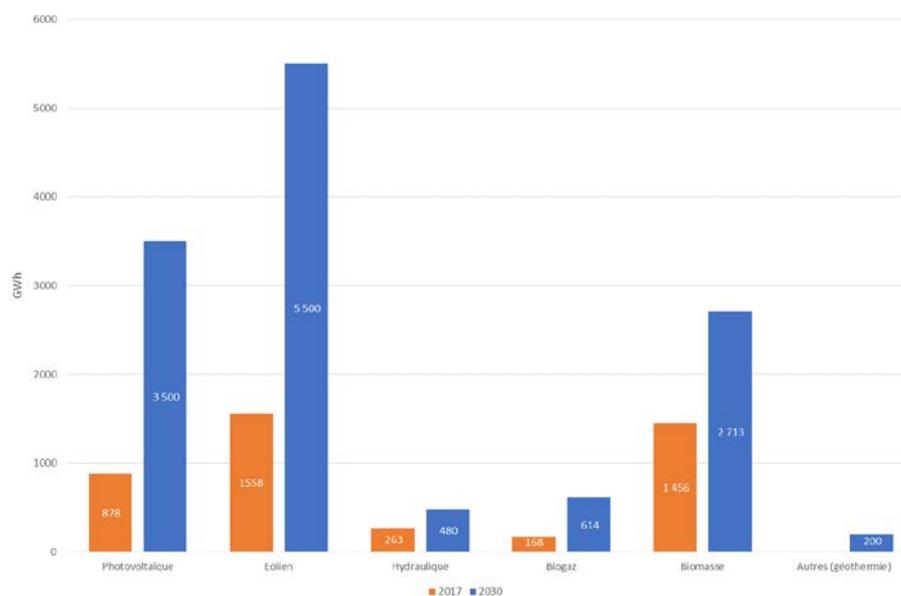
conceptuelles, telles que les procédures d’octroi des permis, le syndrome « NIMBY » et l’acceptation de l’importation de biomasse entre autres.

Comme repris dans le tableau 12 ci-dessus ainsi que dans le graphique ci-dessous, à partir des données de production disponibles pour 2017 en Wallonie, sur base du potentiel disponible, il est prévu qu’à l’horizon 2030, toutes les filières soient sollicitées pour participer au développement de la production totale d’électricité renouvelable sur le territoire.

Concernant la cogénération fossile, les dernières données disponibles, issues de l’étude *Cap Gemini* de 2014, indiquent un potentiel de production de 1 716 GWh, soit une augmentation de l’ordre de 626 GWh par rapport au volume produit en 2017 (1 090 GWh). Toutefois, ce potentiel est à mettre en relation avec l’évolution du tissu industriel wallon et les investissements qu’il souhaite entreprendre.

Les filières photovoltaïque (de puissance > 10 kW) et éolienne, selon l’estimation d’EDORA, sont principalement mobilisées avec une croissance attendue de respectivement 299 % et 253 %. C’est ensuite la filière biogaz qui serait mobilisée, avec une production qui passerait de 168 GWh à 614 GWh, soit une augmentation de 265 %. Ces chiffres sont bien entendu à mettre en perspective avec les projections qui avaient été réalisées en 2014 et qui ont amené à la définition de l’annexe 4 de l’arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 (Production d’électricité additionnelle réservée/an), qui constitue la stratégie E-SER de la Wallonie, intégrant donc une centrale biomasse d’une capacité entre 20 et 200 MW.

Graphique 28 POTENTIEL DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE RENOUVELABLE À L’HORIZON 2030 (SOURCE : EDORA)



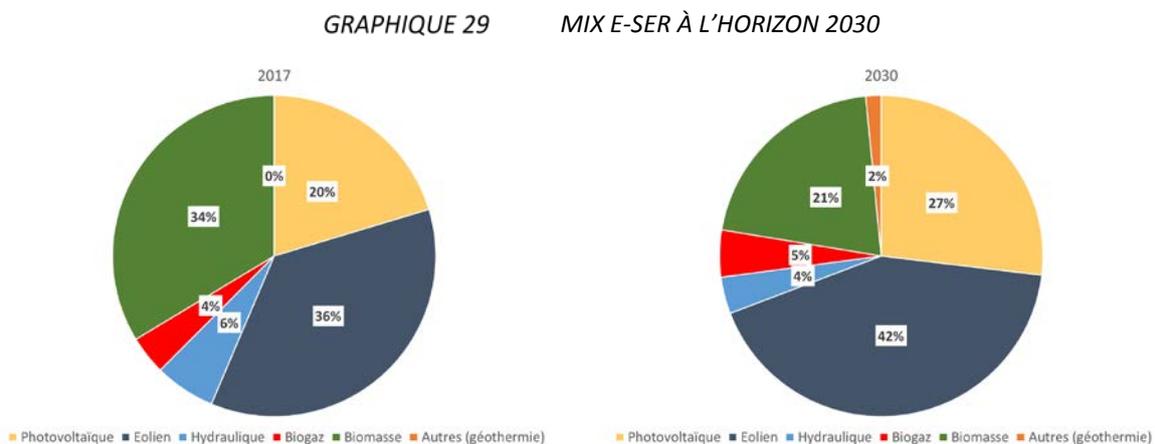
En termes de valeur absolue, la filière éolienne représente la plus grande part dans le mix E-SER avec une production attendue de 5 500 GWh à l’horizon 2030. Elle est suivie par le photovoltaïque pour lequel 3 500 GWh de production sont attendus la même année. La filière biomasse, quant à elle, représentera 2 713 GWh en 2030.

L’interprétation du graphique ci-dessus doit donc se faire en tenant compte de l’hypothèse de continuité du mix énergétique actuel. En effet, les résultats prennent en compte comme hypothèse la

continuité de la production des unités de production qui sont actuellement exploitées, à l'exception de la centrale des *Awirs*.

Il convient également de souligner que les projections prennent en compte la construction d'une centrale biomasse de puissance > 20 MW pour une production de 900 GWh/an. Initialement, l'installation prévue de la « centrale biomasse », telle que reprise dans la législation en vigueur, s'intégrait dans ces projections. Depuis l'annonce de l'interruption de la procédure d'appel d'offres, la question se pose de savoir comment la Région wallonne va atteindre les objectifs définis dans la stratégie renouvelable, compte tenu par ailleurs de la fermeture, en 2022, de l'installation de production des *Awirs*, qui produit annuellement de l'ordre de 502 GWh.

Sur base de ces projections, comme le montre le graphique ci-dessous, le mix de production d'électricité renouvelable en Wallonie entre 2017 et 2030 serait caractérisé par un accroissement relativement significatif de la part de la filière éolienne, dont la proportion augmenterait de 36 % à 42 %. La proportion de la filière photovoltaïque augmenterait quant à elle de 20 % à 27 % entre les deux années considérées. Par opposition, les filières biomasse et hydraulique diminueraient en termes de proportion au sein du mix de production, atteignant respectivement 21 % et 4 % en 2030. La filière biogaz reste dans les mêmes proportions du mix énergétique, passant de 4 % à 5 %. Enfin, sur base des projections, la production électrique à partir de la géothermie représenterait 2 % du mix énergétique en 2030.



En termes de volume de production, il ressort donc de ces projections, basées sur les dernières estimations disponibles de la Fédération EDORA, que le focus est principalement porté sur le développement de trois filières en particulier : l'éolien, le photovoltaïque et la biomasse pour lesquels l'objectif de développement consiste à doubler au minimum la production annuelle. À l'inverse, la filière hydraulique est relativement peu sollicitée dans ce plan d'évolution du fait d'un potentiel qui paraît déjà largement exploité.

Dans le même temps, il est important de mettre en avant certains constats concernant le potentiel théorique développable :

Bien que le potentiel exact restant à développer dans la filière éolienne terrestre soit inconnu, la capacité installée additionnelle depuis 2014 jusqu'à fin 2017 confirme néanmoins l'éloignement par rapport aux objectifs initiaux définis dans les enveloppes de CV additionnels. Ceci se traduit au travers

d'une consommation partielle des enveloppes de CV prévues. Bien que la consommation de l'enveloppe des CV éoliens en 2017 atteigne un niveau de 106 % de l'enveloppe initiale, le solde de CV non appelés depuis la mise en place du système d'enveloppe représente 420 GWh. Par ailleurs, la consommation de cette enveloppe éolienne est en hausse depuis 2014, où le niveau de consommation était situé à 23 %, pour augmenter à 42 % en 2015, à 81 % en 2016 et à 106 % en 2017.

Toutefois, il semblerait que le développement du potentiel éolien soit mis en péril par des difficultés administratives et juridiques qui complexifient la mise en place de nouvelles unités de production. À titre d'illustration, 300 MW de projets éoliens sont actuellement en attente, pour cause de recours introduits de la part d'opposants à l'implantation d'éoliennes. Dans cette optique, la mise en œuvre de la *Pax Eolienica*³⁰ du Gouvernement wallon a pour but d'améliorer les normes réglementaires applicables à cette filière, ce qui sera fondamental au vu du développement nécessaire de cette filière pour atteindre les objectifs.

Le potentiel développable à l'horizon 2030 est à mettre en parallèle avec les objectifs fixés en 2015 dans la stratégie renouvelable wallonne, qui fixe les objectifs suivants :

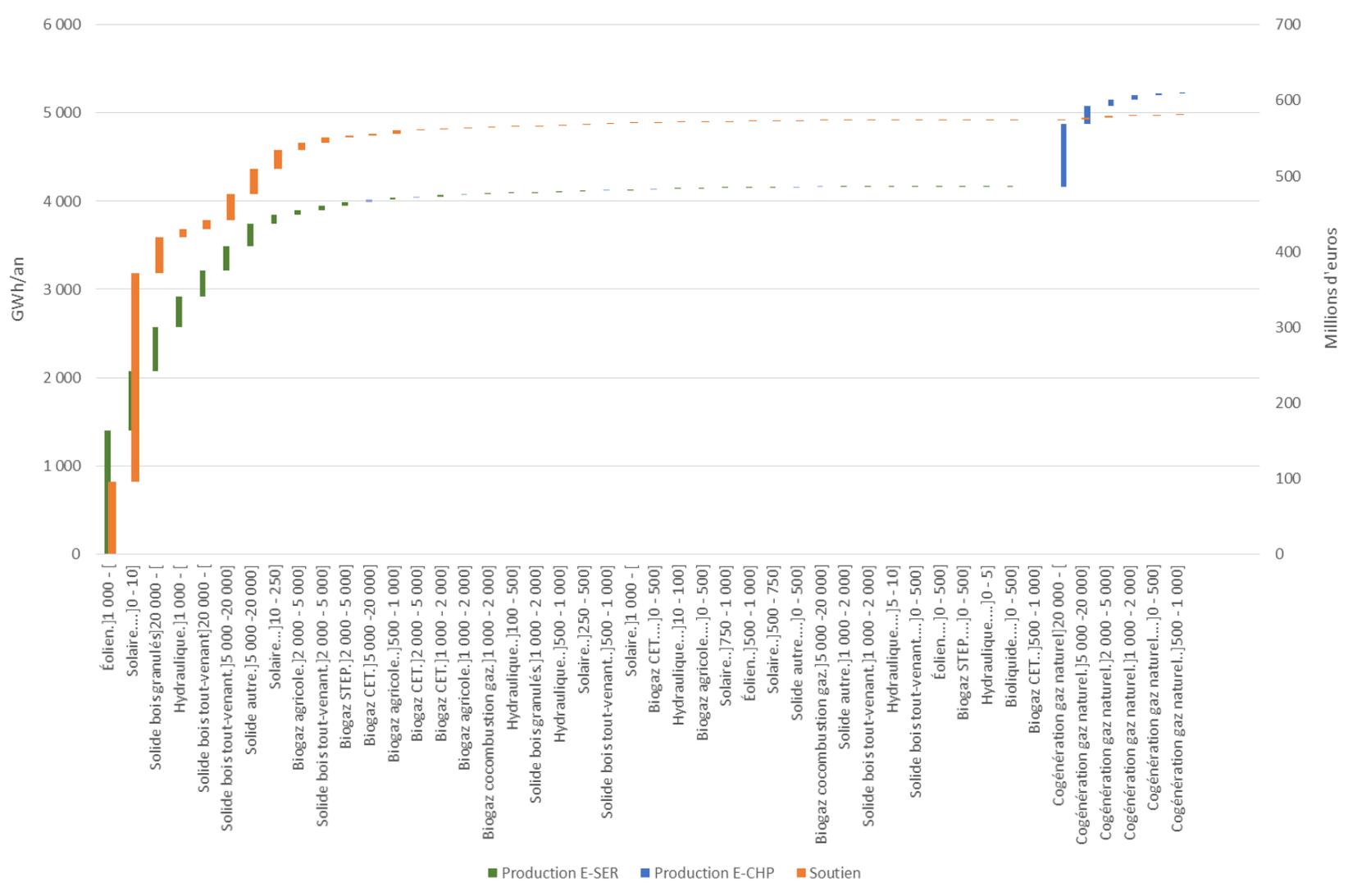
Tableau 13 STRATÉGIE ÉLECTRIQUE RENOUVELABLE EN WALLONIE À L'HORIZON 2020 ET 2030

Objectif SER (GWh) en Wallonie	2020	2030
Production d'électricité renouvelable	5 554	9 181
Total SER	15 600	24 000
Consommation finale (GWh)	120 000	120 000
% de la consommation finale (hors éolien offshore)	13 %	20 %

La CWaPE tient à souligner l'importance des installations de grande puissance dans l'atteinte des objectifs de production d'électricité renouvelable. En effet, l'évaluation du potentiel renouvelable réalisée présente des données par filière, mais ne permet d'avoir une vue détaillée sur la contribution par sous-filières et donc par classe de puissance. À ce titre, le graphique ci-dessous, établi sur base de données disponibles à la CWaPE, présente la répartition du productible par sous-filière telle que constatée fin 2017.

30 Le Gouvernement wallon a adopté, le 29 mars 2018, un paquet de 15 mesures, baptisé Pax Eolienica, pour soutenir le développement de l'éolien.

GRAPHIQUE 30 RÉPARTITION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ VERTE ET DU SOUTIEN PAR SOUS-FILIÈRE EN 2017



Ce graphique permet de mettre en évidence les éléments suivants :

- les parcs éoliens de plus d'1 MW occupent la première place en termes de sous-filière dans la participation à la production renouvelable wallonne, avec plus de 30 % ;
- les installations biomasse des *Awirs* et de *Burgo Ardennes* représentent à elles deux 19 % du productible renouvelable wallon ;
- les installations photovoltaïques de puissance ≤ 10 kW, bien que représentant plus de 40 % du soutien octroyé en 2017, ne contribuent qu'à hauteur de 16,14 % dans le productible total renouvelable ;
- les installations de biomasse solide d'une puissance comprise entre 5 MW et 20 MW représentent plus de 10 % du productible ;
- les installations hydro-électriques d'une puissance > 1 MW participent quant à elles à hauteur d'environ 8 % du productible renouvelable ;
- plus de 90 % de la production électrique à partir de cogénération fossile provient d'installations d'une puissance > 2 MW, dont plus de 60 % sont produit par la seule installation de cogénération d'*Inovyn*.

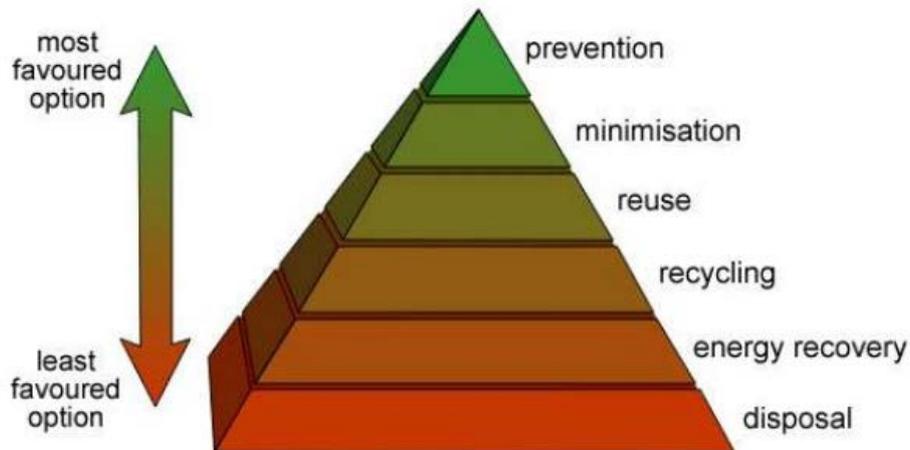
Bien que le Gouvernement ait pris la décision d'interrompre la procédure d'appel d'offres concernant la centrale biomasse de plus de 20 MW, la CWaPE se positionne favorablement à la réalisation d'unités de puissances importantes puisqu'elles permettent :

- de garantir un *baseload* de production ;
- d'atteindre les objectifs fixés à un coût sociétal acceptable ;
- d'apporter de la stabilité sur le marché qui verra de plus en plus d'installations de production intermittentes.

La CWaPE considère que l'usage de la biomasse-énergie, même à grande échelle, pourrait constituer, si l'on garantit notamment sa performance environnementale sur tous les plans, une étape dans la conversion du système électrique actuel wallon vers un système sans carbone. Cette étape est intéressante par la diversification qu'elle apporte au parc de production, son caractère prévisible et son coût comparativement bas, en particulier dans le cas d'une production centralisée amenant des économies d'échelle. Au niveau industriel, ces mêmes arguments rendent la cogénération sur base de biomasse attractive pour qui dispose de la ressource, en particulier les industriels de la filière bois. Ces arguments n'ont toutefois de sens qu'à condition que ce bois soit lui-même exploité de façon durable et que la combustion de bois-énergie engendre une réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Dans ce cadre, il faut être particulièrement attentif aux conflits d'usages qui pourraient découler d'une utilisation trop intensive d'une ressource locale comme de la biomasse ou du bois. La CWaPE préconise le recours à la pyramide de *Lansink* (ci-dessous) avant toute décision relative à la valorisation énergétique de la biomasse ou du bois d'origine locale ou non :

GRAPHIQUE 31 PYRAMIDE DE LANSINK



4.1.6. Proposition de la CWaPE concernant les filières éligibles à un soutien public dans le cadre de l'atteinte des objectifs E-SER

Sur base de l'analyse réalisée *supra* quant aux sous-filières de production et aux perspectives d'évolution de la production des filières à l'horizon 2030, il est acquis que l'ensemble des sources d'énergie renouvelables devra être mobilisé afin d'atteindre les objectifs.

Le déploiement des différentes filières est également sensible à de nombreuses contraintes, comme les enjeux réglementaires et juridiques liés à l'obtention de permis pour des installations éoliennes terrestres. Dans ce contexte, la CWaPE fait également référence aux commentaires des *stakeholders* consultés dans le cadre de cette proposition et au constat relatif aux 300 MW d'unités de production éolienne qui sont actuellement en recours devant les instances juridiques.

Toutefois, les indicateurs de performance économique et économique-environnementale, ainsi que la part de leur contribution au volume total de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération, amènent la CWaPE à évaluer la pertinence d'octroyer un soutien à la production aux installations de faible puissance.

Comme cela sera présenté *infra*, la CWaPE préconise plutôt l'octroi d'un soutien alternatif au soutien à la production pour ces installations, pour lesquelles les taux d'octroi nécessaires pour garantir le taux de rentabilité fixé dans l'AGW et évalués aujourd'hui dans le cadre de la détermination des coefficients économiques k_{ECO} dépassent le plafond du taux d'octroi prévu par le décret, amenant dès lors à une rentabilité insuffisante pour ces projets même en bénéficiant du plafond d'octroi de 2,5 CV/MWh.

Une attention particulière devra être portée à la définition ou redéfinition de ce **soutien alternatif** (comme par exemple les primes/subsides à l'investissement) afin de s'assurer que ces installations :

- répondent aux normes de production d'électricité verte (certificat de garantie d'origine-CGO) ;
- peuvent recevoir les labels de garantie d'origine (LGO) sur base du système mis en place et notamment le relevé de l'injection sur le réseau ;

- garantissent le maintien de la production durant la durée de vie économique de l'installation (variable selon la filière) en transmettant les contrôles périodiques relatifs à leur installation sous peine, éventuellement, d'un remboursement du subside octroyé ;
- présentent une performance environnementale suffisante en ce qui concerne les installations de production avec combustible.

4.2. Type de soutien à la production, procédures et éléments méthodologiques

Cette section vient compléter le point 4.1 en définissant le type de soutien à octroyer aux installations définies plus haut, les éléments méthodologiques de détermination du soutien et procédures par lesquelles le soutien peut être obtenu.

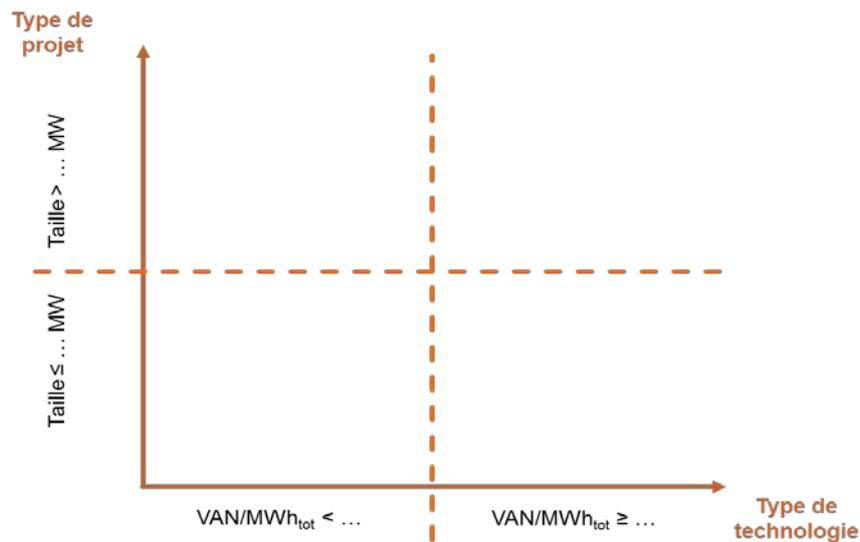
4.2.1. Régime de soutien

Sur base des critères de classification et de priorisation des filières et sous-filières explorés *supra*, une approche a été élaborée afin de pouvoir objectivement poser un choix de soutien pour chacune des sous-filières concernées. Cette approche se base sur une matrice qui permet de croiser d'une part les critères liés au type de projet et d'autre part au type de technologie. Ces deux critères se basent sur des éléments de classification et de priorisation des sous-filières, et sont définis comme suit :

- le **type de projet** : cet élément est influencé par des aspects tels que la taille du projet (et ainsi la possibilité d'engendrer des économies d'échelle), la nature/localisation du site de production, le profil d'investisseur (industriel, professionnel, particulier, etc.), les risques inhérents au projet, etc. Pour cet aspect, les tailles des projets, classifiées sur base de la définition des sous-filières ont été utilisées comme *driver* ;
- le **type de technologie du projet** : cette dimension est caractérisée par la maturité de la technologie/filière, le rendement que permet la technologie dans le cadre du projet, les coûts de mise en œuvre de la technologie, la performance économique-environnementale de cette dernière, etc. Pour cet aspect, l'indicateur de performance économique exprimé en $\text{VAN/MWh}_{\text{totaux}}$ et discuté au point précédent a été utilisé comme *driver*.

Cette approche garantit ainsi, à terme, la pertinence du système de soutien qui est proposé au regard des particularités des projets et technologies propres à chaque filière. Une présentation synthétique de la matrice de choix est présentée ci-dessous.

GRAPHIQUE 32 MATRICE DE CLASSIFICATION DES SOUS-FILIÈRES



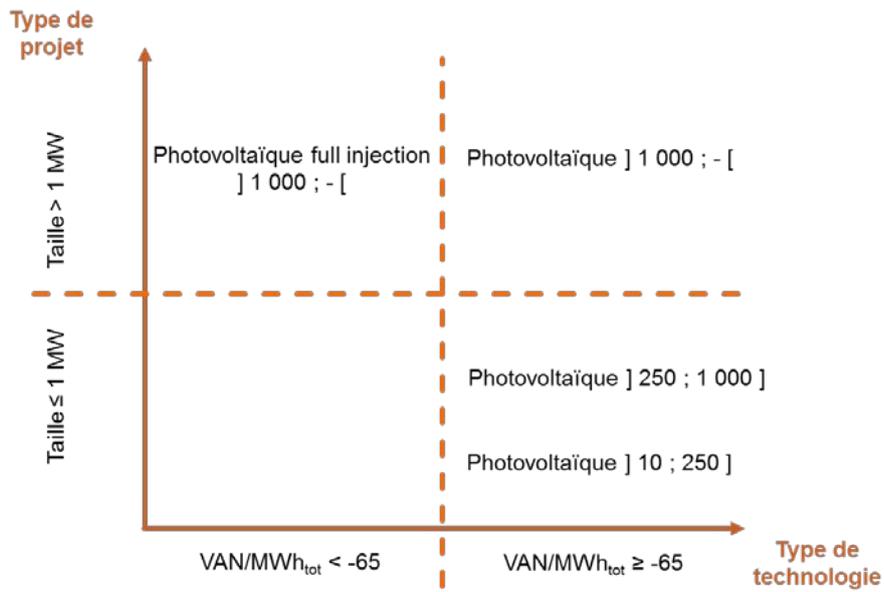
Afin de positionner les différentes sous-filières au sein de la matrice, il est donc nécessaire d’y rapporter, d’une part, leur indice de performance économique, exprimé en VAN/MWh_{totaux} , et d’autre part, la taille des projets (exprimée en puissance installée).

Étant donné les caractéristiques intrinsèques des filières et sous-filières, les valeurs pivots de taille et de pertinence économique, les seuils amenant au positionnement dans la matrice ont été définis de façon différenciée pour chaque filière.

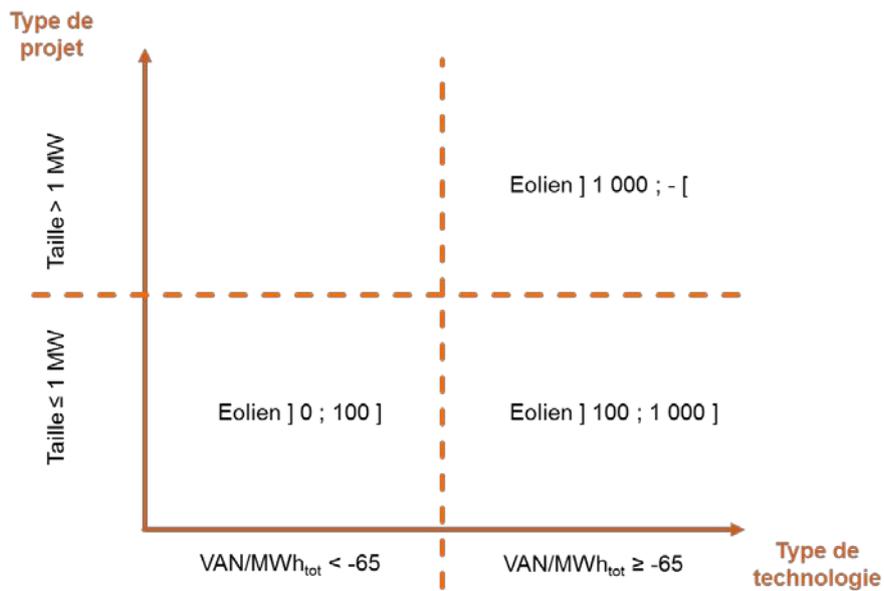
Pour les filières sans combustible, à savoir le photovoltaïque, l’éolien et l’hydraulique, le seuil de délimitation quant à la taille des installations a été fixé à 1 MW, permettant de faire la distinction, sur base des observations du parc existant, entre les installations majoritairement destinées à une injection de l’entièreté de leur production sur le réseau ou à destination des grandes entreprises, et les installations de taille plus modeste, réalisées chez des particuliers ou des petites et moyennes entreprises. Le seuil de VAN/MWh_{tot} a quant à lui été fixé à 65 EUR/ MWh_{tot} .

Les matrices de classification des sous-filières relatives aux filières sans combustible sont, sur base de ce qui précède, les suivantes :

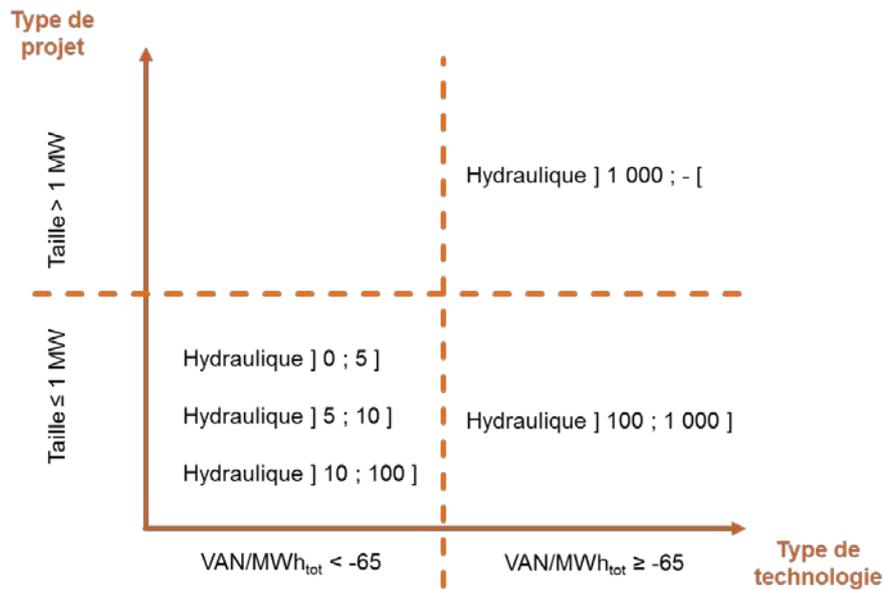
GRAPHIQUE 33 MATRICE DE CLASSIFICATION DE LA FILIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE



GRAPHIQUE 34 MATRICE DE CLASSIFICATION DE LA FILIÈRE ÉOLIENNE ³¹



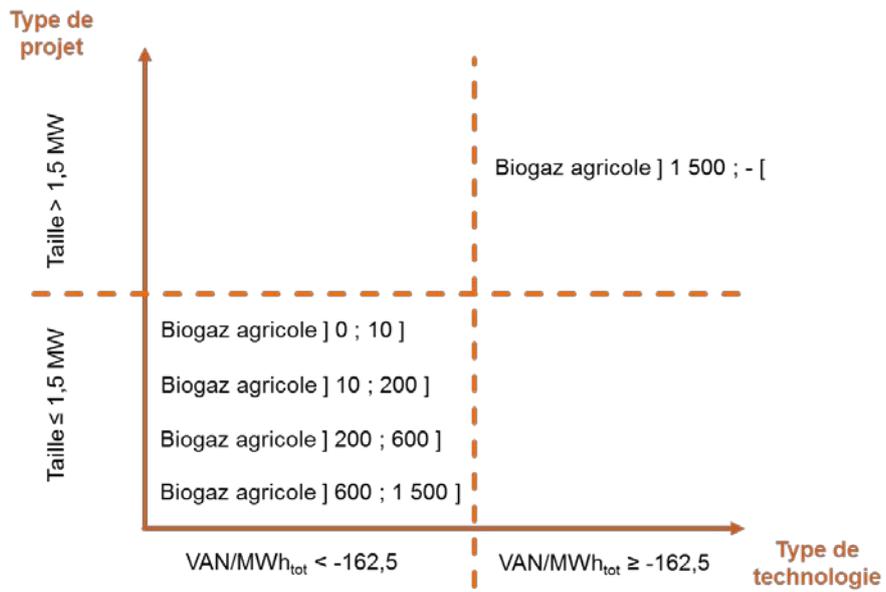
31 Le *driver* lié au type de projet, à savoir la taille, présente une valeur seuil de 1 MW pour la filière éolienne alors que la dernière classe de puissance est] 100 ; - [kW. Cela ne change néanmoins rien quant au type de soutien attribué pour les installations entre 100 kW et 1 MW et pour les installations de puissance > 1 MW, et pour les besoins de la matrice de classification, la classe] 100 ; - [kW a été divisée en 2.



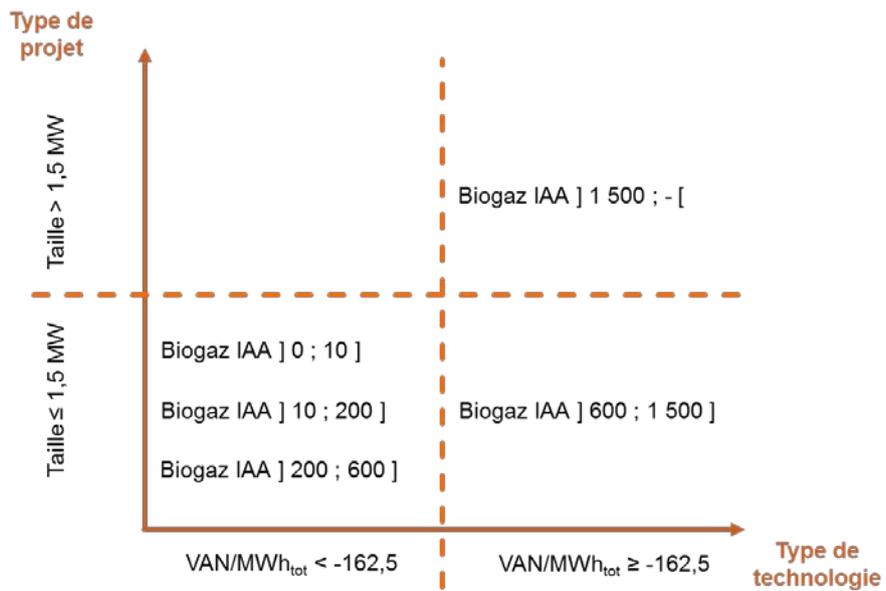
Pour les filières avec combustible, à savoir le biogaz agricole et de l'industrie agro-alimentaire, la biomasse solide et la cogénération fossile, le seuil de délimitation quant à la taille des installations a été fixé respectivement à 1,5 MW, à 2 MW et à 1 MW et ce afin de correspondre aux classes de puissance actuellement définies et fonction d'éléments propres à chaque filière : l'application d'un taux d'actualisation de 8 % ou 9 % pour le biogaz agricole et les pourcentages d'aide à l'investissement attribuée pour les filières biomasse et de cogénération fossile. Le seuil de VAN/MWh_{tot} a quant à lui été fixé à -162,5 EUR/ MWh_{tot} pour les filières biogaz agricole, biogaz de l'industrie agro-alimentaire et biomasse au vu de la correspondance de ce seuil avec le plafond du taux d'octroi de 2,5 CV/ MWh applicable suivant la législation en vigueur actuellement. Pour la filière de cogénération fossile, le seuil de VAN/MWh_{tot} a été fixé arbitrairement à une valeur jugée acceptable au vu du niveau de soutien accordé aujourd'hui aux installations de cogénération fossile, soit -50 EUR/ MWh_{tot} .

Les matrices de classification des sous-filières relatives aux filières avec combustible sont, sur base de ce qui précède, les suivantes :

GRAPHIQUE 36 MATRICE DE CLASSIFICATION DE LA FILIÈRE BIOGAZ AGRICOLE

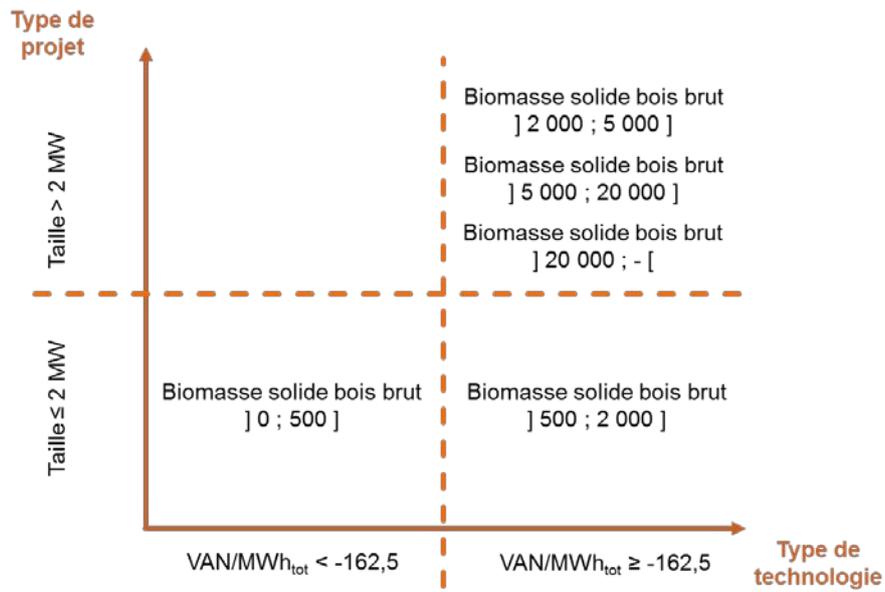


GRAPHIQUE 37 MATRICE DE CLASSIFICATION DE LA FILIÈRE BIOGAZ DE L'INDUSTRIE AGRO-ALIMENTAIRE



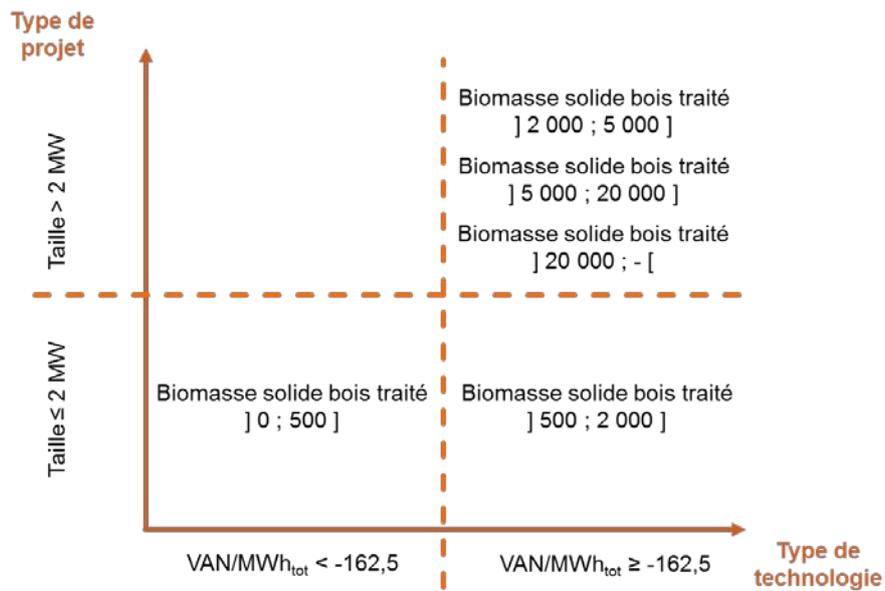
GRAPHIQUE 38

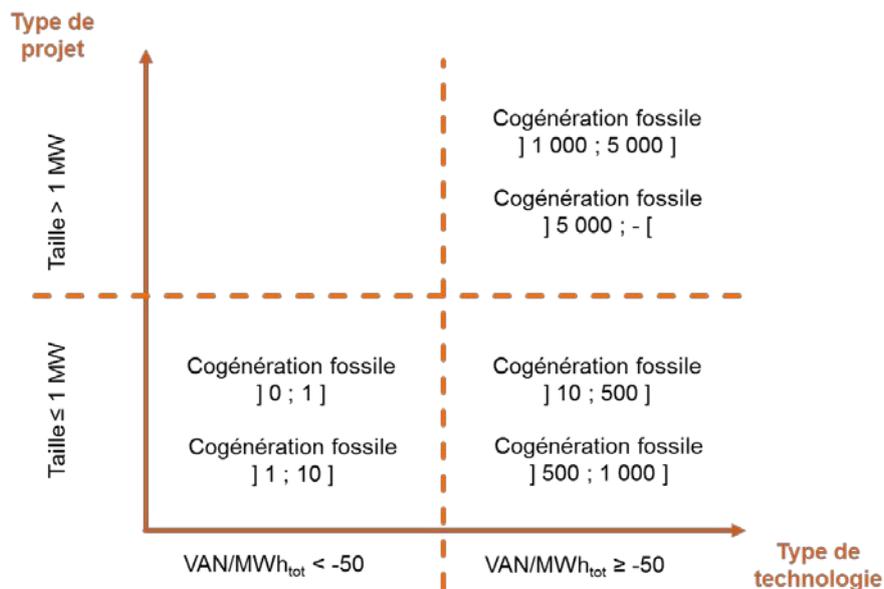
MATRICE DE CLASSIFICATION DE LA FILIÈRE BIOMASSE SOLIDE BOIS BRUT



GRAPHIQUE 39

MATRICE DE CLASSIFICATION DE LA FILIÈRE BIOMASSE BOIS TRAITÉ





Il est ensuite important de déterminer la façon dont les filières choisies vont percevoir le soutien à la production visé par le nouveau système, tout en maintenant les objectifs d’optimisation de la production, d’incitation à l’investissement et de maîtrise du coût supporté par la collectivité.

L’analyse de la littérature et les enseignements tirés du *benchmark* (Chapitre 3) ont montré qu’un régime de FIP intègre mieux les producteurs dans une dynamique de marché, en les incitant à réduire leurs coûts, en comparaison à un mécanisme de FIT où les producteurs sont moins exposés aux réalités et risques de marché. Cette approche amène donc à favoriser l’application de FIP pour soutenir les sous-filières visées, parce qu’il tend à favoriser un comportement compétitif de la part des producteurs, favorisant une gestion des coûts davantage rationalisée. Cependant, il est important de noter qu’au sein même d’un FIP, différentes modalités d’implémentation sont possibles (FIP fixe, FIP flottant).

Les échanges avec les *stakeholders* ont également mis en avant le besoin d’inciter à l’investissement au moyen d’un système simple et offrant une bonne prévisibilité ainsi qu’une garantie suffisante quant à la rentabilité des investissements consentis ; ce qui exclut l’utilisation d’un FIP fixe. En effet, la mise en place d’un FIP fixe permet d’offrir aux investisseurs une sécurité moindre quant au niveau de revenus qu’ils recevront dans le futur étant donné la variation non compensée du prix de l’électricité.

Un FIP flottant offre une stabilité relativement similaire aux producteurs, car le niveau total des revenus du producteur (soutien additionné aux revenus de la vente de l’électricité sur le marché) ne varie pas. Par contre, comme les producteurs doivent se charger eux-mêmes de revendre l’électricité sur le marché, ils s’y intègrent dans une certaine mesure. D’un point de vue administratif, un FIP flottant est également plus facile à administrer pour l’autorité compétente car elle n’est pas responsable des échanges d’électricité sur le marché. Enfin, le FIP permet également d’inciter à l’autoconsommation et comme exposé *supra*, à une meilleure intégration au marché de l’électricité.

Le soutien octroyé par un régime de FIP flottant permet, en comparaison à un mécanisme de quota et de certificats, de ne pas faire intervenir de titres virtuels que les producteurs doivent ensuite revendre sur un marché dédié. Ils perçoivent directement une rétribution en fonction de ce qu'ils ont produit.

Au contraire du système de quota et de certificats, dans lequel les revenus des producteurs, dans sa version originelle, dépendent à la fois du prix de l'électricité et du prix auquel les échanges de certificats se réalisent, le producteur connaît *ex-ante* son niveau de revenus dans le cadre d'un FIP flottant dans lequel le niveau de la prime suit le prix de l'électricité afin de maintenir un niveau de revenus aux producteurs. Le financement du système, bien que dépendant tout de même des variations du prix de l'électricité, est lui aussi mieux défini étant donné qu'il se base sur le soutien accordé aux producteurs et n'est dès lors pas fonction de la valeur des titres virtuels s'échangeant suivant une dynamique de marché dépendant de l'offre et de la demande.

Dans le cadre de l'objectif du régulateur indépendant qui est d'optimiser la contribution globale de la collectivité en rapport avec la production d'électricité verte, l'analyse a identifié, comme un mécanisme efficace, le **FIP flottant avec remboursement du soutien par les producteurs (FIP flottant_{RBT})** à l'autorité subsidiaire au cas où le prix de l'électricité dépasserait le prix de référence, à l'instar de ce qui se fait dans le cadre des « Contract for difference » (CfD) au Royaume-Uni.

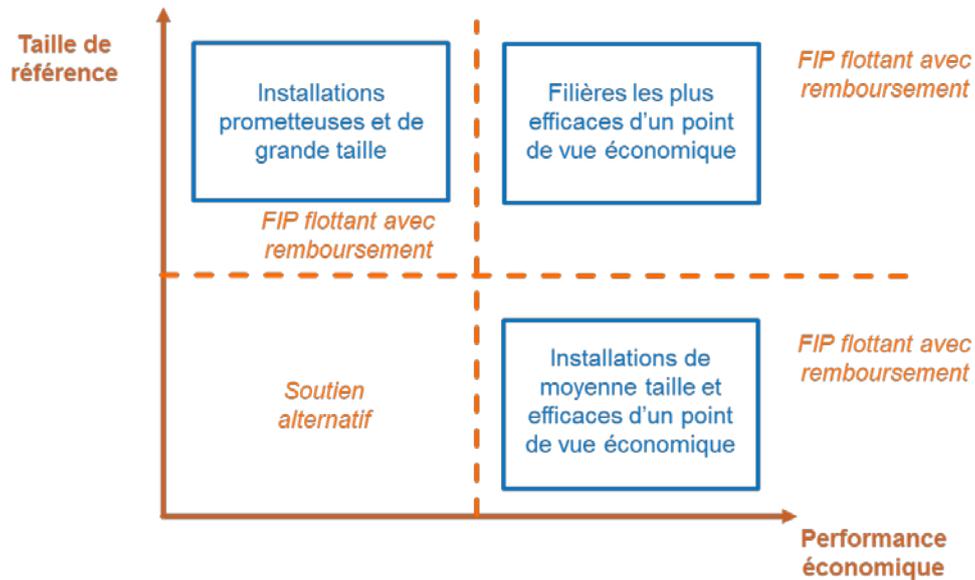
La CWaPE est d'avis qu'il est également nécessaire de continuer à favoriser l'autoconsommation, en phase avec les orientations européennes, qui ont pour objectif de « *mettre davantage l'accent sur la production décentralisée et l'autoconsommation d'électricité renouvelable*³² ». Ces orientations sont par ailleurs confirmées dans la proposition de révision de la directive renouvelable, l'article 1^{er} de celle-ci fixant comme nouvel objectif de la politique européenne en faveur des énergies renouvelables, le développement, par les États membres, de l'autoconsommation d'énergie renouvelable. Le système de soutien proposé par la CWaPE diffère par conséquent du *feed-in premium* tel qu'il est appliqué dans certains États membres de l'UE, à savoir un soutien à l'injection, dès lors que l'entièreté de la production est injectée sur le réseau. Il s'agit plutôt d'un *production premium*, une prime étant octroyée en complément des revenus générés d'une part par l'économie d'électricité autoconsommée et d'autre part par la vente sur le marché de l'électricité injectée sur le réseau. Le terme *production premium* n'existant pas encore aujourd'hui, c'est le terme *feed-in premium* qui est retenu pour le soutien préconisé, en gardant à l'esprit que cette notion recouvre également l'application, dans le calcul du niveau de la prime, d'un taux d'autoconsommation, défini par filière et lié à la part d'électricité autoconsommée par les producteurs.

PROPOSITION DE LA CWAPE SUR LE TYPE DE SOUTIEN À LA PRODUCTION :

Sur base de ce qui précède et des échanges avec les acteurs de marché quant aux aspects bénéfiques des sous-filières en fonction de leurs caractéristiques intrinsèques, la proposition de la CWaPE se formule comme suit :

32 Extrait du rapport « Vers une Union européenne de l'énergie » (2015/2112(INI)).

GRAPHIQUE 41 TYPE DE SOUTIEN



- a. Un régime de FIP flottant avec remboursement du soutien par les producteurs dans le cas où le prix de l'électricité dépasserait le niveau de revenu défini. Le calcul du niveau de soutien standard accordé au travers des FIP est déterminé par la CWaPE, sur base de l'ensemble des informations dont elle dispose sur le marché, comme pour la fixation actuelle des coefficients économiques k_{ECO} .
- b. Un régime de soutien alternatif au soutien à la production pour les sous-filières reprenant les installations d'une puissance maximale fixée et de performance économique inférieure à une valeur définie. Ce choix se justifie par le coût rapporté au productible qu'elles génèrent.

Néanmoins, s'agissant d'une production d'électricité verte, participant aux objectifs régionaux, la CWaPE estime que ces dernières pourraient être soutenues par d'autres formes d'aide.

Le développement de ces filières pourrait par exemple se faire au travers d'un support de type *ad hoc* (différent du soutien par unité de production). Sont notamment visées les aides à l'investissement, pouvant être accordées sur plusieurs années et sous réserve du maintien de la production, les avances récupérables destinées aux entreprises et visant à soutenir des investissements dans des projets de recherche et développement expérimental³³, ainsi que les aides à la recherche qui ciblent les domaines de recherche en cohérence avec la politique énergétique et organisent des programmes mobilisateurs ou appels à projets à destination des organismes

³³<https://energie.wallonie.be/fr/une-avance-recuperable-pour-des-projets-de-r-d-en-developpement-experimental.html?IDC=6376&IDD=84655>

de recherche et des entreprises³⁴. Toutefois, un certain nombre de conditions devraient être respectées, et sont reprises au point 4.1.6.

Sur base des indicateurs de performance économique et économique-environnementale, la filière biogaz agricole s'avère être une filière « coûteuse » par unité de production d'électricité renouvelable. Néanmoins, les aspects sociétaux liés à cette filière (voir *supra*) et le besoin de faire participer toutes les filières à l'atteinte des objectifs de production wallons confortent la CWaPE dans sa proposition de maintenir un soutien à la production pour cette filière spécifique.

Dès lors, bien que les développements précédents relatifs au type de soutien et la matrice de classification de la filière biogaz agricole n'amènent à un soutien sous forme d'un FIP flottant que pour la classe de puissance > 1,5 MW, la CWaPE préconise la mise en place d'un soutien à la production sous forme du FIP flottant pour la classe de puissance] 600 ; 1 500], et non d'un soutien alternatif.

L'attention doit toutefois être portée sur la maîtrise du coût pour la collectivité et sur l'augmentation continue du coût des intrants, amenant systématiquement à une augmentation du soutien nécessaire à la production à partir de biogaz pour garantir le taux de rentabilité de référence fixé par le Gouvernement. Il est donc nécessaire de maintenir le plafond d'octroi, équivalent à 2,5 CV/MWh, afin d'assurer la supportabilité du financement du mécanisme de soutien par les consommateurs d'électricité.

Bien qu'il ne s'agisse pas de production d'électricité renouvelable, la CWaPE considère également important de maintenir le soutien aux installations de cogénération fossile. Ces installations sont toutefois caractérisées par une moindre performance environnementale au regard des autres sous-filières.

La cogénération fossile, majoritairement intégrée à des sites industriels car elle représente une solution énergétique intéressante, est aujourd'hui incluse dans le système de soutien à la production d'électricité verte. La raison de ce choix repose sur l'opportunité de bénéficier d'une production d'électricité au départ d'un besoin énergétique thermique pour les industriels concernés. La cogénération fossile représente également, dans certaines configurations dépendant des besoins énergétiques du process industriel, un outil de régulation du marché de l'électricité puisque les installations peuvent participer à la flexibilité commerciale et combler les besoins en production ou être stoppées en cas de surproduction sur le réseau. L'aspect chaleur sera également abordé dans les points qui suivent.

4.2.2. Procédures

Sur base du *benchmark* réalisé, deux types de procédures sont employées dans les États membres de l'Union européenne, à savoir :

34 <https://energie.wallonie.be/fr/financements-wallons-des-projets-de-r-d.html?IDC=7409>

- des procédures administratives où le niveau de soutien est déterminé légalement et peut être différencié en fonction des technologies ;
- des procédures compétitives comme les *tenders* ou les enchères, permettant de conduire à une efficacité de coût encore plus importante par la mise en compétition directe des différents producteurs et de limiter l'asymétrie d'information entre les autorités et les producteurs.

PROPOSITION DE LA CWaPE SUR LES PROCÉDURES À METTRE EN ŒUVRE :

Sur base du *benchmark* présenté au Chapitre 3 et du profil potentiel des installations wallonnes de production d'électricité verte, la CWaPE est d'avis que 2 types de procédures doivent coexister en fonction des spécificités des projets :

- **procédure administrative avec guichet ouvert, avec budget plafonné :**

Le soutien est accordé aux installations en faisant la demande, sous réserve de la vérification de la complétude d'un dossier de demande attestant du caractère conforme de l'installation et/ou de la production combinée d'électricité et de chaleur- dans une installation de cogénération- et de la disponibilité du budget wallon destiné aux installations de production d'électricité verte, défini annuellement par le Gouvernement wallon. Afin d'éviter les sur- ou sous-consommations d'enveloppes telles que connues aujourd'hui dans le système de réservation et d'enveloppes de CV, la CWaPE préconise la définition, par le Gouvernement, d'un budget par filière, sur base d'une attribution FIFO (« *premier arrivé, premier servi* »). La question de la possibilité d'un report d'une année à l'autre doit être étudiée.

La CWaPE préconise que la détermination et l'accès au soutien se fasse au moyen de procédures administratives, à l'exception de certains projets, détaillés *infra*.

- **procédure compétitive destinée à amener un volume de production additionnel déterminé, sur base d'un budget spécifique :**

À côté de la procédure administrative par guichet ouvert plafonné, il apparaît opportun de prévoir la mise en place d'appels d'offres mettant les projets en concurrence directe et amenant à une baisse du niveau de soutien demandé par les investisseurs. Cette conclusion est d'autant plus vraie dans un cas de figure où l'ensemble des filières est mis en concurrence directe au sein d'un même appel d'offres. Ces procédures compétitives apparaissent comme la façon la plus sûre de parvenir à une allocation de soutien de manière compétitive qui permet de distribuer le niveau de soutien de la façon la plus efficiente aux acteurs de marché concernés. Une condition nécessaire à l'organisation de *tenderings* est cependant que le marché puisse évoluer dans un contexte concurrentiel.

Dans le même temps, la mise en œuvre de telles procédures d'octroi du soutien pourrait être simplifiée pour les producteurs dans le cas où une partie des prérequis en matière technique ou administrative est transmise à l'autorité. Par exemple, la certitude de l'obtention de permis ou encore de connexion au réseau dans le cadre d'un dépôt d'offre ajouterait une garantie pour les producteurs prospectifs. Cette garantie réduirait la

prime de risque demandée par les producteurs soumissionnaires et tendrait à faire baisser le prix de référence soumis dans les offres. Dans le même temps, ces garanties administratives ou réglementaires peuvent également augmenter le nombre de participants aux appels d'offres et, dès lors, la concurrence.

La CWaPE estime qu'il pourrait être bénéfique pour le marché de prévoir une allocation du budget global défini par le Gouvernement wallon et consacré à la stratégie renouvelable pour des appels à projets, lancés à des moments bien précis, de manière à permettre un volume de production constant dans le temps pour rencontrer les objectifs de production, tout en s'assurant d'une maîtrise du coût engagé. Il ne faut pas négliger l'apport des installations de grande taille dans la part de productible renouvelable, comme en témoignent les chiffres présentés au graphique 30.

La CWaPE propose donc que cette procédure soit limitée à des projets bien précis et de grande taille et qu'elle ne soit donc pas généralisée. En effet, les projets réalisés en Région wallonne sont spécifiques dans chacune des filières et s'intègrent souvent dans le tissu industriel ; les sites disponibles sont globalement limités et cette procédure nécessite la mobilisation de ressources importantes pour déposer un dossier. Elle implique un certain degré de professionnalisme de la part des producteurs (pour rappel, l'approche méthodologique utilise la taille des installations notamment pour refléter le degré de professionnalisme et de possibilité d'économies d'échelle au sein des projets). Par conséquent, l'octroi d'un soutien par procédure compétitive serait dédié aux filières biomasse solide bois brut et bois traité de plus de 20 MW ainsi qu'à la filière photovoltaïque en *full injection* pour les installations de plus de 5 MW.

Le tableau ci-dessous résume, par sous-filière, le point 4.2.1. relatif au type de soutien et le point 4.2.2. reprenant les procédures d'octroi et de détermination du niveau de soutien :

Tableau 14 TYPE DE SOUTIEN ET PROCÉDURE D'OCTROI DU SOUTIEN PAR SOUS-FILIÈRE

Sous-filières	Classe de puissance (kW)	Type de soutien	Procédure
Photovoltaïque] 10 ; 250]	FIP flottant _{RBT}	Administrative
Photovoltaïque] 250 ; 1 000]	FIP flottant _{RBT}	Administrative
Photovoltaïque] 1 000 ; - [FIP flottant _{RBT}	Administrative
Photovoltaïque (full injection)] 1 000 ; - [FIP flottant _{RBT}	Administrative (P ≤ 5 MW) Compétitive (P > 5 MW)
Éolien] 0 ; 100]	Soutien alternatif	-
Éolien] 100 ; - [FIP flottant _{RBT}	Administrative
Hydraulique] 0 ; 5]	Soutien alternatif	-
Hydraulique] 5 ; 10]	Soutien alternatif	-
Hydraulique] 10 ; 100]	Soutien alternatif	-
Hydraulique] 100 ; 1 000]	FIP flottant _{RBT}	Administrative
Hydraulique] 1 000 ; - [FIP flottant _{RBT}	Administrative
Biogaz agricole] 0 ; 10]	Soutien alternatif	-
Biogaz agricole] 10 ; 200]	Soutien alternatif	-
Biogaz agricole] 200 ; 600]	Soutien alternatif	-
Biogaz agricole] 600 ; 1 500]	FIP flottant _{RBT}	Administrative
Biogaz agricole] 1 500 ; - [FIP flottant _{RBT}	Administrative
Biogaz industrie agro-alimentaire] 0 ; 10]	Soutien alternatif	-
Biogaz industrie agro-alimentaire] 10 ; 200]	Soutien alternatif	-
Biogaz industrie agro-alimentaire] 200 ; 600]	FIP flottant _{RBT}	Administrative
Biogaz industrie agro-alimentaire] 600 ; 1 500]	FIP flottant _{RBT}	Administrative
Biogaz industrie agro-alimentaire] 1 500 ; - [FIP flottant _{RBT}	Administrative
Biogaz STEP] 0 ; - [-	-
Biogaz CET] 0 ; - [-	-
Biogaz FFOM] 0 ; - [-	-
Biomasse solide bois brut] 0 ; 500]	Soutien alternatif	-
Biomasse solide bois brut] 500 ; 2 000]	FIP flottant _{RBT}	Administrative
Biomasse solide bois brut] 2 000 ; 5 000]	FIP flottant _{RBT}	Administrative
Biomasse solide bois brut] 5 000 ; 20 000]	FIP flottant _{RBT}	Administrative
Biomasse solide bois brut] 20 000 ; - [FIP flottant _{RBT}	Compétitive
Biomasse solide bois traité] 0 ; 500]	Soutien alternatif	-
Biomasse solide bois traité] 500 ; 2 000]	FIP flottant _{RBT}	Administrative
Biomasse solide bois traité] 2 000 ; 5 000]	FIP flottant _{RBT}	Administrative
Biomasse solide bois traité] 5 000 ; 20 000]	FIP flottant _{RBT}	Administrative
Biomasse solide bois traité] 20 000 ; - [FIP flottant _{RBT}	Compétitive
Cogénération fossile] 0 ; 1]	Soutien alternatif	-
Cogénération fossile] 1 ; 10]	Soutien alternatif	-
Cogénération fossile] 10 ; 500]	FIP flottant _{RBT}	Administrative
Cogénération fossile] 500 ; 1 000]	FIP flottant _{RBT}	Administrative
Cogénération fossile] 1 000 ; 5 000]	FIP flottant _{RBT}	Administrative
Cogénération fossile] 5 000 ; - [FIP flottant _{RBT}	Administrative

4.2.3. Niveau de soutien

Le calcul du niveau de soutien fait référence aux mécanismes pour lesquels le soutien est octroyé au travers de procédures administratives (guichet ouvert). En effet, dans le cas d'un *tendering* ou appel d'offres, le niveau de soutien est obtenu directement via la mise en concurrence des producteurs. Dès lors, les seuls critères qui influencent le niveau de soutien sont ceux repris dans l'appel d'offres, d'où l'importance de la rédaction d'un tel appel. Au vu de ces considérations, le calcul du niveau de soutien n'est donc nécessaire que lorsque des procédures administratives sont utilisées. Ce calcul doit donc se baser sur les paramètres technico-économiques intrinsèques de chacune des sous-filières visées par les mécanismes définis.

L'objectif de soutien des filières de production d'électricité verte tend vers l'atteinte d'un montant de revenu unitaire (i.e. la somme du soutien octroyé, l'économie générée par l'électricité directement consommée par le producteur et des revenus de la vente de l'électricité injectée) pour les producteurs, qui correspond à la VAN propre à chaque technologie/filière (voir *supra*).

Ce principe permet, du moins théoriquement, d'assurer un financement efficace du soutien à la production d'électricité verte dans le sens où il permet de fournir un soutien, tout en faisant en sorte que le producteur/investisseur couvre les coûts encourus et en minimisant le coût pour la collectivité. Un mauvais calibrage du niveau de soutien octroyé causerait potentiellement, d'une part, une sur-subsidiation des producteurs si fixé trop haut, et d'autre part, une diminution des investissements dans de nouvelles installations si fixé trop bas. Ce calibrage est d'autant plus complexe qu'il existe une réelle asymétrie d'information entre l'autorité subsidante et les producteurs, sur les coûts réellement encourus par ces derniers.

Sur base de son expérience de 4 années en matière de calcul des coefficients économiques k_{ECO} , la CWaPE préconise un calcul du niveau de soutien par filière de manière à garantir un niveau de revenus de référence déterminé par filière, sur base d'un taux de rentabilité de référence fixé par le Gouvernement wallon. Les paramètres à prendre en compte pour la définition du soutien à la production sont identiques à ceux de la méthodologie relative au calcul du coefficient économique k_{ECO} . Ces paramètres sont d'ordre technique, économique et financier et portent sur les variables suivantes :

- 1° Paramètres techniques : durée d'amortissement, rendement électrique et/ou thermique net, durée d'utilisation, part d'autoconsommation de l'électricité ;
- 2° Paramètres de coût : coût d'investissement éligible, coût des combustibles, coûts de réseau, frais annuel d'exploitation et de maintenance, charges fiscales (taux d'imposition effectif moyen des sociétés) ;
- 3° Paramètres portant sur les revenus :
 - référence pour le prix de l'électricité injectée : prix *forward* moyen annuel ENDEX pendant les deux premières années, ensuite prix tendanciel pour les années suivantes selon les sources de référence ;
 - référence pour le prix de l'électricité autoconsommée : prix établi sur base des

données publiées par EUROSTAT pour les prix aux consommateurs, une loi d'échelle est établie par la CWaPE ;

- référence pour la valorisation de la chaleur : coût évité de la chaleur produite par une installation de référence fonctionnant au gaz naturel ;
- aides éventuelles complémentaires, dont les subsides à l'investissement ;
- les éventuels revenus liés à la participation des installations au *Capacity Remuneration Mechanism* (CRM), actuellement en cours de définition par le pouvoir fédéral, ne sont pas intégrés du fait de l'exclusion prévue des installations bénéficiant d'un soutien à la production d'électricité verte de type régional du bénéfice du CRM (dernières informations en possession de la CWaPE) ;
- en ce qui concerne d'autres formes possibles de flexibilité, les données sont aujourd'hui trop aléatoires pour être valorisables et intégrées dans la présente méthodologie.

La CWaPE se base sur les données technico-économiques à sa disposition, en particulier celles transmises par les producteurs, celles identifiées dans la littérature et les publications spécialisées, mais également celles récoltées auprès des facilitateurs en charge du suivi de chacune des filières, et dans le cadre des études de la VEA pour la Flandre³⁵.

La méthode d'évaluation économique retenue par la CWaPE est celle de l'actualisation. La VAN est calculée sur base des flux de trésorerie d'exploitation libre³⁶. Le calcul de la VAN d'un projet d'investissement permet de prendre en considération l'ensemble des estimations de flux de trésorerie (entrants et sortants) liés à un investissement et applique un taux d'actualisation afin de connaître la « valeur actuelle » des montants perçus ou déboursés à des périodes de temps différentes. Si la VAN est positive, on considère alors le projet comme rentable. Le calcul de la VAN est donné par la formule suivante :

$$VAN(i) = \sum CF_t / (1 + i)^t \quad [EUR]$$

avec CF_t , le flux de trésorerie de l'année t
 i , le taux d'actualisation
 $t = 0$ à n et n est la durée de vie économique

Le taux d'actualisation à utiliser dans l'évaluation d'un projet d'investissement est un élément clé à déterminer. Ainsi, plus les risques et les incertitudes associés à l'investissement sont élevés, plus le niveau du taux d'actualisation requis est élevé (primes de risque) afin de limiter le poids des années futures et par conséquent plus incertaines - dans le calcul de la VAN.

35 Voir www.energiesparen.be/monitoring_evaluatie : Vlaams Energieagentschap (VEA), Rapport 2016, Deel 1: Rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2017, 01/07/2016, 146 p.

36 C'est-à-dire ne prenant pas en compte les flux de trésorerie liés à la déductibilité fiscale des intérêts, ceux-ci étant pris en compte par ailleurs au niveau du calcul de la WACC (voir point 5).

Le taux de rentabilité interne (TRI) est une mesure qui permet d'évaluer la rentabilité d'un projet d'investissement. Il correspond au taux d'actualisation qui permet d'annuler la VAN des flux entrants (dépendant notamment du niveau de soutien) et sortants.

$$\text{VAN (TRI, } R_v) = \sum \text{CF}(R_v)_t / (1 + \text{TRI})^t = 0 \quad [\text{EUR}]$$

avec $\text{CF}(R_v)_t$, le flux de trésorerie de l'année t , dépendant notamment du niveau de soutien (**FIP flottant**_{RBT}, R_v)
TRI, le taux de rentabilité interne
 $t = 0$ à n et n est la durée de vie économique

Pour chaque filière, le niveau de soutien est par conséquent déterminé de manière à annuler la VAN calculée pour une installation de référence retenue par la CWaPE et jugée représentative de la filière, et en utilisant comme taux d'actualisation, le taux de rentabilité de référence fixé par le Gouvernement wallon pour cette filière.

Les taux de rentabilité de référence, actuellement retenus par le Gouvernement wallon (cf. annexe 7 de l'AGW du 30 novembre 2006), sont les suivants :

- 7 % pour les filières photovoltaïque, éolienne et hydro-électrique ;
- 8 % pour la biométhanisation d'une puissance $\leq 1,5$ MW ;
- 9 % pour les autres filières à combustibles.

Afin de rester cohérent par rapport aux rentabilités visées en fonction de la valorisation ou non de la chaleur, et des propositions contenues dans la présente méthodologie, la CWaPE considère que le Gouvernement pourrait proposer les taux de rentabilité suivants, pour autant qu'il ne souhaite pas revoir les niveaux de TRI définis en 2015 :

- 7 % pour les filières photovoltaïque, éolienne et hydro-électrique ;
- 8 % pour la biométhanisation **agricole** d'une puissance $\leq 1,5$ MW ;
- 9 % pour les autres filières à combustibles.

Le calcul de la VAN est effectué sur la durée de vie technico-économique retenue pour la filière. La valeur résiduelle de l'installation au terme de la durée de vie économique est par définition supposée nulle.

La CWaPE préfère cette méthodologie de calcul à l'approche classique qui consiste à déterminer la *LCOE (Levelized Cost Of Energy)* par filière, correspondant au coût unitaire (par MWh d'électricité produite) de la production d'électricité, prenant en compte la construction et l'exploitation d'une installation de production d'électricité sur l'entièreté de sa durée de vie économique. Le calcul du *LCOE* reprend donc des informations sur les coûts de capital, les coûts de combustible lorsqu'il y en a, les coûts opérationnels et de maintenance fixes ou variables, les coûts de financement et un taux

d'utilisation de chaque installation-type³⁷.

La méthode de la VAN permet d'introduire certaines variables telles qu'un taux d'autoconsommation de l'électricité produite, les amortissements ou encore l'impôt des sociétés en fonction de la qualification des revenus liés à l'installation. Le producteur a ainsi la possibilité d'optimiser son projet afin de maximiser sa rentabilité en optimisant sa production, son autoconsommation, ses revenus de vente l'électricité sur le marché ou encore en réduisant ses coûts divers (CAPEX et/ou OPEX).

Le régime de **FIP flottant_{RBT}** proposé ci-dessus pourrait être dénommé « **régime PRIME E-SER** » dans la perspective de la mise en place d'un *phasing-out* du mécanisme de soutien.

Il suppose une révision du niveau de soutien en fonction de l'évolution du prix de l'électricité sur le marché, afin de maintenir le niveau de revenus prévu par le mécanisme. La CWaPE préconise que le prix sur le marché de l'électricité considéré, pour la part d'électricité injectée, pour l'année N, soit la moyenne arithmétique des prix *forward* journaliers de clôture sur le marché ICE-ENDEX sur une année complète se clôturant le dernier jour du mois qui précède la publication du niveau de soutien. Pour la part d'électricité autoconsommée, une moyenne des prix observés peut également être tirée sur base des informations dont la CWaPE dispose.

Par ailleurs, la CWaPE préconise également que la révision du niveau de la prime E-SER octroyée aux producteurs tienne compte, dans la mesure du possible, de l'évolution du prix des intrants pour les filières à combustible, mais plafonnée :

- pour les filières biogaz, le mix d'intrants considéré est différencié sur base du type d'installation (agricole ou industrielle) et par classe de puissance ;
- pour la biomasse solide, le prix retenu est élaboré à partir de la fourchette de prix publiée par EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH³⁸ et modulé en fonction de la puissance ;
- pour la cogénération fossile, le prix retenu est le prix du gaz naturel payé par les consommateurs professionnels. Quatre prix ont été retenus en fonction de la classe de puissance.

De manière plus générale, le niveau de revenus alloué par filière *ex-ante* à la réalisation des installations doit être réévalué à intervalles réguliers. En effet, les coûts de capital les coûts opérationnels des filières évoluent au même titre que les avancées technologiques ou encore les conditions de financement. À cet égard, il est donc crucial que la CWaPE continue à recevoir les données les plus représentatives possibles des OPEX³⁹ et CAPEX⁴⁰ des différentes unités de production, dans le but de fixer un niveau de soutien optimal et représentatif de la réalité de terrain des producteurs. À l'instar de la révision des coefficients économiques k_{ECO} , la CWaPE estime qu'une

³⁷ Selon l'AR du 16/07/2002; « L'ensemble des coûts annuels, calculés sur un délai de vingt ans et standardisés sur la base d'un cadre de référence technologique généralement applicable, nécessaires pour produire 1 MWh d'électricité, et qui contiennent, entre autres, les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation et d'entretien, ainsi que les coûts de financement, calculés avec l'actualisation des flux financiers ».

³⁸ EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH est une société allemande spécialisée dans la publication d'informations de marché dont notamment l'industrie du papier, des panneaux et du recyclage. Données de juillet 2016.

³⁹ Coûts opérationnels, d'exploitation et de maintenance.

⁴⁰ Coûts d'investissement et financement.

révision biennale du niveau de revenus est suffisante et qu'il faut également laisser la possibilité d'une révision anticipée si une évolution des coûts (CAPEX et/ou OPEX) non prévisible est constatée.

PROPOSITION DE LA CWaPE :

La CWaPE propose que la méthodologie de fixation de la prime E-SER se base sur la valeur actualisée nette (VAN), comme c'est le cas actuellement dans la méthodologie k_{ECO} .

La CWaPE insiste sur la nécessité de disposer des éléments de coûts d'investissement et opérationnels des installations soutenues de façon à diminuer le risque d'asymétrie d'information et donc de calibrage inadéquat du soutien.

La CWaPE est également d'avis qu'il faut modifier l'annexe 7 de l'AGW du 30 novembre 2006 afin de rester cohérent par rapport aux rentabilités visées en fonction de la valorisation de la chaleur, et propose l'ajustement suivant des taux de rentabilité, pour autant que le Gouvernement ne souhaite pas revoir les niveaux de TRI définis en 2015 :

- **7 % pour les filières photovoltaïque, l'éolien et l'hydro-électricité ;**
- **8 % pour la biométhanisation agricole d'une puissance $\leq 1,5$ MW ;**
- **9 % pour les autres filières à combustibles.**

4.2.4. Durée d'octroi

La CWaPE préconise que la durée d'octroi du soutien à la production soit équivalente à la durée de vie technico-économique de l'installation.

Cet alignement fait suite à différents constats. Sur base des informations relayées par les producteurs, la CWaPE relève que les installations en fin de période d'octroi aujourd'hui (à l'exclusion des installations photovoltaïques) ne généreraient vraisemblablement pas assez de revenus (électricité autoconsommée et/ou vendue directement sur le marché) pour couvrir leurs frais (achat éventuel d'intrants/combustible, coûts d'exploitation et de maintenance).

Certains producteurs envisagent alors, afin de continuer à bénéficier d'un soutien, de faire appel à la mesure relative à la modification significative qui leur permet d'accéder à une nouvelle période de 15 ans d'octroi de CV s'ils répondent aux conditions de modification de leur installation (article 15^{ter} de l'AGW du 30 novembre 2006). D'autres producteurs peuvent également envisager le démantèlement anticipé de leur site de production en vue de réaliser une nouvelle installation, bénéficiant alors du même niveau de soutien qu'un nouveau projet.

La CWaPE identifie un double intérêt à répartir le soutien sur une plus longue période :

- l'assurance d'une production renouvelable garantie sur une période de temps plus longue ;
- la possibilité de répartir la charge sur une période de temps plus longue et donc la charge

annuelle pour le consommateur d'électricité.

Cet octroi du soutien sur une durée correspondant à la durée de vie technico-économique des installations devrait être accompagné de garanties et obligations adéquates pour assurer une mise en œuvre optimale du régime de soutien. En ce sens, dans l'optique d'un renouvellement du soutien pour les installations existantes, des obligations de production sur l'entièreté de la nouvelle période devraient être intégrées comme condition pour un renouvellement ou une prolongation de la durée d'octroi.

Sur base des durées de vie technico-économiques déjà définies dans le cadre du calcul de k_{ECO} wallon et de la littérature européenne, la CWaPE propose d'utiliser les durées de vie suivantes :

Tableau 15 DURÉE DE VIE TECHNICO-ÉCONOMIQUE PAR FILIÈRE

Filière de production d'électricité verte	Durée de vie technico-économique proposée[1]
Photovoltaïque	25 ans
Éolien	20 ans
Hydraulique	40 ans
Biomasse solide	20 ans
Biogaz	20 ans
Cogénération fossile	20 ans

[1] La méthodologie de calcul du niveau de soutien prévoit un ou plusieurs remplacement(s) du moteur/de la turbine en fonction du nombre d'heures d'utilisation maximum de ces éléments.

PROPOSITION DE LA CWAPE :

La CWaPE propose d'aligner les durées d'octroi du soutien à la production d'électricité verte aux durées de vie technico-économiques des installations reprises dans le tableau 15.

Elle est également d'avis qu'il est nécessaire de prévoir un taux d'octroi pour une nouvelle période (conditions, taux et durée à définir) pour les installations arrivées en fin de période d'octroi du soutien.

4.2.5. Aspects environnementaux

Depuis son origine, le mécanisme de soutien à la production offre un taux d'octroi lié aux gains environnementaux compte tenu du coefficient de performance environnementale, k_{CO_2} , reflétant les économies de CO_2 des installations. La prise en compte du facteur k_{CO_2} dans la détermination du taux d'octroi permet ainsi d'encourager les producteurs à améliorer leur efficacité en augmentant leurs rendements électrique et thermique ainsi qu'en utilisant des intrants émettant moins de CO_2 , ce qui a pour effet d'augmenter le coefficient k_{CO_2} . Néanmoins, il convient de noter que cette incitation à l'amélioration continue est altérée par deux éléments :

- le plafond du taux d'octroi (2,5 CV/MWh), qui, une fois atteint, n'incite plus à l'amélioration étant donné que les efforts supplémentaires ne sont plus récompensés ;

- les révisions biennales des coefficients économiques k_{ECO} pour les installations avec combustible, applicables aux nouveaux projets, en fonction des données observées sur le parc d'installations existantes, qui compensent une baisse de la performance environnementale en augmentant la valeur du coefficient économique de manière à atteindre le niveau de rentabilité fixé par le Gouvernement.

Le principe originel du facteur k_{CO_2} de récompenser les « bons élèves » cherchant à améliorer les performances environnementales de leur installation est à conserver. Ce principe est en outre en phase avec les lignes directrices européennes en matière d'aides d'État et est préconisé en l'absence d'une taxe carbone ou autre mécanisme équivalent.

La performance environnementale devrait donc toujours être prise en compte au sein même du mécanisme, au travers du niveau de soutien accordé. En effet, il apparaît pertinent d'inciter les producteurs à une meilleure performance environnementale de leurs installations, en y liant par exemple une augmentation du niveau de soutien si un meilleur rendement électrique et/ou thermique et une diminution des émissions de CO_2 sont atteints.

Dans le cadre du mécanisme de FIP, le niveau de revenus, se basant sur un taux de rentabilité défini, est fixé pour une installation de référence, elle-même dépendante de son rendement électrique, de son rendement thermique et d'un niveau d'émissions de CO_2 sur base d'un mix d'intrants spécifique. Après l'évaluation par la CWaPE du contrôle périodique de l'installation, en cas de performance environnementale meilleure que celle de référence ayant été fixée lors de la détermination du niveau de soutien, le producteur pourrait voir sa prime majorée par rapport à celle dont il a bénéficié l'année précédente. À ce stade, la CWaPE n'est pas en mesure de fournir une formule définitive permettant de déterminer cette majoration, mais il pourrait être envisagé que la prime de l'année $n+1$ (P_{n+1}) soit augmentée ou diminuée par rapport au niveau de soutien défini *ex-ante* (P_{ref}) proportionnellement à l'augmentation ou la diminution de la performance environnementale constatée par rapport à la performance environnementale de référence :

$$P_{n+1} = P_{ref} * \left(1 + \frac{k_{CO_2,n} - k_{CO_2,ref}}{k_{CO_2,ref}} \right)$$

La formule ci-dessus exprime donc un bonus-malus en fonction de l'évolution de la performance environnementale de l'installation. Comme abordé précédemment, la CWaPE est cependant d'avis que le niveau de soutien des producteurs doit être plafonné afin d'éviter toute dérive du système et du coût pour la collectivité. La formule prend alors la forme suivante :

$$P_{n+1} = \text{plafond} \left(P_{ref} * \left(1 + \frac{k_{CO_2,n} - k_{CO_2,ref}}{k_{CO_2,ref}} \right) \right)$$

Dans laquelle P_{ref} est également plafonné lors sa détermination *ex-ante*.

Contrairement au système de CV actuellement en vigueur, le niveau de soutien est donc réévalué une

fois par an, lors du contrôle périodique⁴¹ et non à chaque relevé d'index trimestriel.

Par ailleurs, il sera toujours nécessaire de combiner le travail effectué par le Comité Transversal de la Biomasse (CTB) et celui de la CWaPE afin d'analyser la durabilité des ressources, les éventuels conflits d'usages ainsi que les bilans énergétiques.

La CWaPE souhaite également attirer l'attention sur les éléments actuellement repris dans la proposition de révision de la directive sur les énergies renouvelables (RED II)⁴² et en lien avec les émissions de CO₂, visant à assurer une réduction effective des émissions de GES :

- pour les installations à biocombustibles (biocarburants et bioliquides) :
 - réduction d'au moins 50 % pour les installations mises en service avant le 5 octobre 2015 ;
 - réduction d'au moins 60 % pour les installations mises en service entre le 5 octobre 2015 et 1^{er} janvier 2021 ;
 - réduction d'au moins 70 % pour les installations mises en service après le 1^{er} janvier 2021.
- pour la production d'électricité, de chaleur et de froid à partir de combustibles issus de la biomasse :
 - réduction d'au moins 80 % pour les installations mises en service après le 1^{er} janvier 2021 ;
 - réduction d'au moins 85 % pour les installations mises en service après le 1^{er} janvier 2026.

Afin de contribuer aux objectifs européens et nationaux en matière d'énergies renouvelables, répondre aux obligations de la directive et être éligibles aux systèmes de soutien, les installations de biomasse solide de plus de 20 MW primaire et biomasse gazeuse de plus de 0,5 MW doivent respecter les critères ci-dessus, en plus des critères de durabilité repris dans RED II.

PROPOSITION DE LA CWAPE :

Afin de tenir compte et de récompenser la bonne performance environnementale des installations par rapport à un standard défini pour l'obtention du soutien, la CWaPE propose de mettre en place un système de bonus/malus qui permettrait de faire varier la prime E-SER standard, en fonction des données récoltées et analysées lors des contrôles périodiques des installations mettant en œuvre des combustibles pour la production d'électricité verte.

⁴¹ Actuellement, le contrôle périodique des installations bénéficiant du soutien à la production est réalisé annuellement pour les installations de plus de 20 kW et tous les 5 ans pour les installations de puissance > 10 kW et ≤ 20 kW. Sur base de la proposition de révision du niveau de revenus, la CWaPE préconise un contrôle annuel pour toutes les installations bénéficiant d'un soutien à la production.

⁴² Voir plus particulièrement l'article 26, §7.

4.2.6. Soutien à la chaleur

Grâce au mécanisme de quotas et CV actuellement en vigueur, une partie de la chaleur verte est également soutenue en Région wallonne. Il s'agit de la chaleur verte cogénérée. En effet, dès lors qu'une installation de cogénération atteint une performance environnementale (facteur k_{CO_2}) supérieure à 10 %, elle bénéficie de CV dont le taux d'octroi est déterminé sur base, entre autres, des rendements électrique et thermique. La production de chaleur verte est par conséquent encouragée. Pour les raisons évoquées au point précédent, le facteur économique k_{ECO} vient néanmoins faire obstacle à cette incitation à la performance environnementale et à la production simultanée et efficiente d'électricité et de chaleur pour les installations de production d'électricité d'origine renouvelable.

La CWaPE est d'avis qu'il reste pertinent de soutenir la production de chaleur verte et de promouvoir l'efficacité énergétique industrielle au moyen d'outils tels que les unités de cogénération. En effet, un MWh renouvelable, qu'il soit électrique ou thermique permettra de contribuer aux objectifs de décarbonisation et de développement des énergies renouvelables.

Dans cette optique, l'analyse du soutien de même que la détermination de son niveau pour les installations de cogénération fossile ou de sources renouvelables ne doit pas dissocier la chaleur verte produite de l'électricité verte produite. C'est le principe même d'une cogénération, où le produit noble est tant l'électricité que la chaleur. C'est cette production combinée qui répond au principe de l'utilisation rationnelle de l'énergie ou de l'efficacité énergétique.

L'optimisation de la production combinée de chaleur et d'électricité se fait en fonction du profil de l'utilisateur. Ainsi, l'augmentation de la production d'un des deux vecteurs énergétiques peut se faire aux dépens de l'autre. Il faut dès lors considérer le rendement global de la cogénération.

Dans la proposition actuelle, la prise en compte de la production de chaleur verte serait donc bien réalisée au travers du calcul du niveau de soutien accordé en fonction de l'économie de chaleur réalisée par la cogénération et du bonus-malus⁴³ accordé en fonction des productions d'électricité et de chaleur annuelles de l'installation.

Concernant le financement de la chaleur verte cogénérée, bien que la CWaPE soit d'avis qu'une installation de cogénération soit bénéfique au marché de l'électricité, la question se pose de savoir si c'est aux consommateurs d'électricité d'y contribuer ou si le financement doit provenir d'une autre source de soutien. La CWaPE est d'avis que ces régimes d'aides devraient être scindés pour alléger la charge sur le consommateur d'électricité.

Une solution, notamment d'application à l'étranger, serait que la production de chaleur soit financée par un fond « chaleur », alimenté, par exemple, par un budget spécifique dépendant de l'autorité subsidiante, alors que le soutien à la production électrique serait, quant à lui, rémunéré par une contribution des consommateurs d'électricité. Ce niveau de soutien se baserait sur la méthode de la VAN définie *supra* en tenant alors compte de la prime octroyée pour la production de chaleur verte et ce afin d'assurer une cohérence dans le soutien global accordé à la production conjointe d'électricité et de chaleur.

43 Cf. formule proposée pour la prise en compte des aspects environnementaux en fonction de la performance environnementale.

La CWaPE souhaite, comme précédemment, attirer l'attention sur les éléments actuellement repris dans la proposition de révision de la directive sur les énergies renouvelables (RED II)⁴⁴ et en lien avec l'obligation pour les installations d'une certaine taille de cogénérer, pour que l'électricité soit reconnue comme renouvelable et comptabilisée dans les statistiques de production renouvelable, et ce afin de promouvoir l'efficacité énergétique :

- recours à la cogénération à haut rendement pour les installations de production d'électricité dont la capacité est ≥ 20 MW :
 - pour ce qui concerne la contribution de l'État membre à l'objectif de l'Union et à la part d'énergie renouvelable de l'État, ainsi que pour les obligations en matière de chaleur et de refroidissement, cette exigence ne s'applique qu'aux installations dont la mise en service est postérieure à la période de 3 ans suivant la date d'adoption du projet de directive ;
 - pour ce qui concerne l'admissibilité à une aide financière pour la consommation de biocarburants, bioliquides et de combustibles issus de la biomasse, cette exigence est sans préjudice de l'aide publique accordée au titre des régimes approuvés au plus tard 3 ans après la date d'adoption de la directive (**articulation du droit des aides d'État**).
- exception : le premier alinéa ne s'applique pas à l'électricité produite dans des installations faisant l'objet d'une notification spécifique d'un État membre à la Commission sur la base de l'existence dûment documentée de risque pour la sécurité d'approvisionnement en électricité. Après évaluation de la notification, la Commission adopte une décision qui tient compte des éléments que celle-ci contient.

PROPOSITION DE LA CWAPE :

La CWaPE est d'avis qu'il est vertueux de soutenir l'électricité et la chaleur cogénérées. Toutefois, les régimes de soutien doivent être scindés afin que le financement ne soit pas à charge du consommateur d'électricité pour ce qui concerne la production de chaleur.

4.2.7. Taxe carbone

Il est utile de mentionner que la mise en place d'une taxe carbone en Europe, en Belgique ou en Région wallonne permettrait globalement de prendre en compte les coûts externes négatifs liés aux émissions de CO₂, tout en assurant tout ou partie du financement du mécanisme de soutien à la production. À l'heure actuelle, en Belgique, un débat a lieu au niveau fédéral, mais aucune mesure n'a encore été définie.

La mise en place d'une « taxe carbone appliquée aux énergies fossiles » permettrait de financer, au moins en partie, le soutien au développement des énergies renouvelables tout en pesant moins sur la collectivité. Cette taxe carbone s'appliquerait alors aux combustibles émettant du CO₂ et prendrait en

⁴⁴ Voir plus particulièrement l'article 26, §8.

compte la performance environnementale des différentes filières. L'incidence d'une taxe carbone doit cependant être mesurée et intégrée de manière appropriée au système de soutien selon les particularités de celui-ci. Il est en effet important de mentionner qu'une taxe carbone pourrait impacter le prix de l'électricité étant donné que l'électricité consommée en Belgique est issue d'un mix de production qui intègre des sources d'énergie produites à partir d'intrants fossiles.

PROPOSITION DE LA CWaPE :

La CWaPE recommande que dans le cadre de la mise en place d'une « taxe carbone », au niveau belge ou européen, ses impacts soient évalués au niveau du système de soutien en vigueur, qui devra certainement être adapté en conséquence.

5. PHASING-OUT DU MÉCANISME DES CV VERS LE MÉCANISME « PRIME ET OSP E-SER »

Le présent chapitre présente la vision du mécanisme global proposé par la CWaPE. Il reprend les principes de base du nouveau mécanisme, en ce compris l'aspect du financement du soutien à la production d'électricité verte, et l'organisation du système faisant intervenir les acteurs du marché de l'énergie.

La proposition de la CWaPE peut être considérée comme un **PHASING-OUT COMPLET DU MÉCANISME DES CV**.

En effet, elle répond aux objectifs de simplification, de clarté et de visibilité nécessaires et permet de résoudre les dysfonctionnements que connaît aujourd'hui le mécanisme des CV, dont principalement le manque de liquidité du marché et un cadre de fonctionnement devenu difficilement compréhensible pour les producteurs et autres acteurs impliqués. Elle rétablit également une équité quant à la contribution des consommateurs d'électricité, ce qui est l'une des préoccupations principales du régulateur indépendant.

5.1. Description du nouveau mécanisme « PRIME et OSP E-SER »

Le nouveau mécanisme s'appuie sur différents éléments, dont la majorité sont déjà connus ou d'application dans différentes sphères de compétences qui touchent le marché wallon de l'énergie. En ce sens, le nouveau mécanisme constitue une optimisation de tous les éléments identifiés, qui, une fois intégrés, apportent une solution aux déficiences du système existant. Ils sont repris ci-dessous :

- le rôle des différents acteurs du marché de l'énergie ;
- le soutien proportionnel à la production d'électricité verte ;
- le budget global consacré au développement de l'E-SER défini par le Gouvernement ;
- la notion de « *single point of contact* » (*SPOC*), déjà existante pour les installations de production d'électricité verte de petite taille ;
- l'OSP « verte », déjà présente sur la facture des consommateurs via les quotas de CV (contribution énergie verte), le tarif du GRTL, Elia (surcharge CV wallons), et le tarif des GRD (QUALIWATT) ;
- la perception de l'OSP « verte » par les fournisseurs ;
- la notion de plateforme à mettre en place au profit des gestionnaires de réseaux (GR), déjà évoquée dans le cadre de la péréquation tarifaire (méthodologie tarifaire 2019-2023) ;
- les conditions d'ouverture du droit au soutien à la production ;

- les conditions de maintien du droit au soutien la production ;
- l'assiette de perception des quotas de CV ;
- le contrôle du respect des conditions donnant droit aux réductions de quotas de CV et exonérations de la surcharge CV wallons ;
- l'articulation du remboursement des réductions et exonérations accordées aux entreprises et autres publics, avec les recettes générées par la collecte de l'OSP auprès des consommateurs d'électricité ;
- la contrôle de l'évaluation de soldes annuels et l'approbation de leur affectation par le régulateur indépendant, dans le même esprit que celui de la méthodologie tarifaire 2019-2023 et notamment la péréquation des tarifs de transport.

Il est par ailleurs proposé de supprimer l'appel au prix minimum garanti auprès du GRTL, Elia.

Le basculement vers le mécanisme de **PRIME ET OSP E-SER** (regroupant l'actuelle OSP quota CV facturée par le fournisseur et la surcharge CV wallons intégrée au tarif de transport local) pourrait être opérationnel dès le 1^{er} janvier 2021.

Entretemps, le mécanisme de soutien et de financement via les CV et le quota resterait d'application pour tous les acteurs du marché de l'électricité en Wallonie (producteurs, fournisseurs, GRD, GRTL, ...) jusqu'au 31 décembre 2020.

5.2. Description du fonctionnement et rôle des acteurs de l'énergie

Le nouveau mécanisme se définit de la manière suivante :

OCTROI DU SOUTIEN AU PRODUCTEUR :

- la CWaPE détermine, sur base d'une méthodologie indépendante basée sur ses observations du marché de l'énergie, le niveau de prime E-SER en EUR/MWh par filière et par classe de puissance ;
- le producteur éligible au système reçoit, du gestionnaire de réseau (GR), une prime E-SER proportionnelle à sa production ;
- une plateforme (plateforme E-SER regroupant les GR) centralise l'ensemble des données de production, qui sont transmises à la CWaPE pour permettre l'octroi des LGO et le suivi du montant global octroyé aux producteurs par les GR dans le cadre du soutien ;
- le producteur reçoit, de la CWaPE, les LGO proportionnels à la part de production qu'il a injectée sur le réseau ;

- la plateforme E-SER transmet l'ensemble des informations relatives à la prime E-SER à la CWaPE pour qu'elle puisse exercer son contrôle auprès des GR⁴⁵ (montant des primes E-SER versées, détermination des soldes, approbation et affectation des soldes,...).

FINANCEMENT DU SOUTIEN :

- le fournisseur perçoit, auprès du consommateur d'électricité, sur base du volume d'électricité fournie et des réductions auxquelles a droit le consommateur, une OSP E-SER (fixée en EUR/MWh) unique qui couvre le financement de l'ensemble du mécanisme de soutien ;
- le fournisseur transmet ses données de fourniture et la synthèse de la perception de l'OSP E-SER à la plateforme E-SER qui les centralise ;
- la plateforme E-SER transmet l'ensemble des informations relatives à l'OSP E-SER à la CWaPE pour qu'elle puisse exercer son contrôle (montants OSP-SER collectés, ...) auprès des fournisseurs.

PLATEFORME E-SER :

- la plateforme E-SER reprend l'ensemble des GRD, GRT, GRTL impliqués dans le mécanisme ;
- elle globalise l'ensemble des données de production et de fourniture transmises par les différents acteurs de marché ;
- elle reçoit les données de la CWaPE et de la DGO4-Énergie relatives à l'ouverture du droit à la prime E-SER (CGO, budget disponible), au maintien du droit au soutien, à l'ouverture du droit aux réductions de l'OSP E-SER pour certains consommateurs d'électricité et au maintien du droit aux réductions pour ces même consommateurs ;
- sur base de l'ensemble des données relatives à la perception des recettes (OSP E-SER) et au versement du soutien (PRIME E-SER), elle transmet les « ordres de paiement » aux GR concernés.

BUDGET ALLOUÉ PAR LE GOUVERNEMENT CONFORMÉMENT À LA STRATÉGIE E-SER :

- le Gouvernement détermine, lors de la définition de la stratégie E-SER, le budget qu'il souhaite allouer au soutien à la production E-SER à l'horizon qu'il détermine (2030-2040-2050) ;
- ce budget est plafonné annuellement en fonction du productible complémentaire attendu ;
- le producteur qui souhaite développer un projet de production d'électricité verte en Wallonie, adresse une demande d'allocation budgétaire spécifique à la DGO4-Énergie qui marque ou non son accord en fonction du budget disponible pour la filière, pour l'année considérée.

⁴⁵ En ce qui concerne le gestionnaire de réseau de transport, le contrôle doit être réalisé par la CREG, en collaboration avec la CWaPE.

SINGLE POINT OF CONTACT E-SER :

- le producteur qui souhaite développer un projet ou transmettre ou obtenir des informations sur son installation (délai de versement de la prime E-SER, transmission du CGO, transmission des contrôles périodiques, etc.) s'adresse à un « *single point of contact E-SER* » ;
- le « *single point of contact E-SER* » re-dispatche les demandes reçues auprès des différentes parties impliquées dans le processus (GR, CWaPE, DGO4-Énergie, fournisseurs, ...).

MISE EN ŒUVRE ET REPORTING :

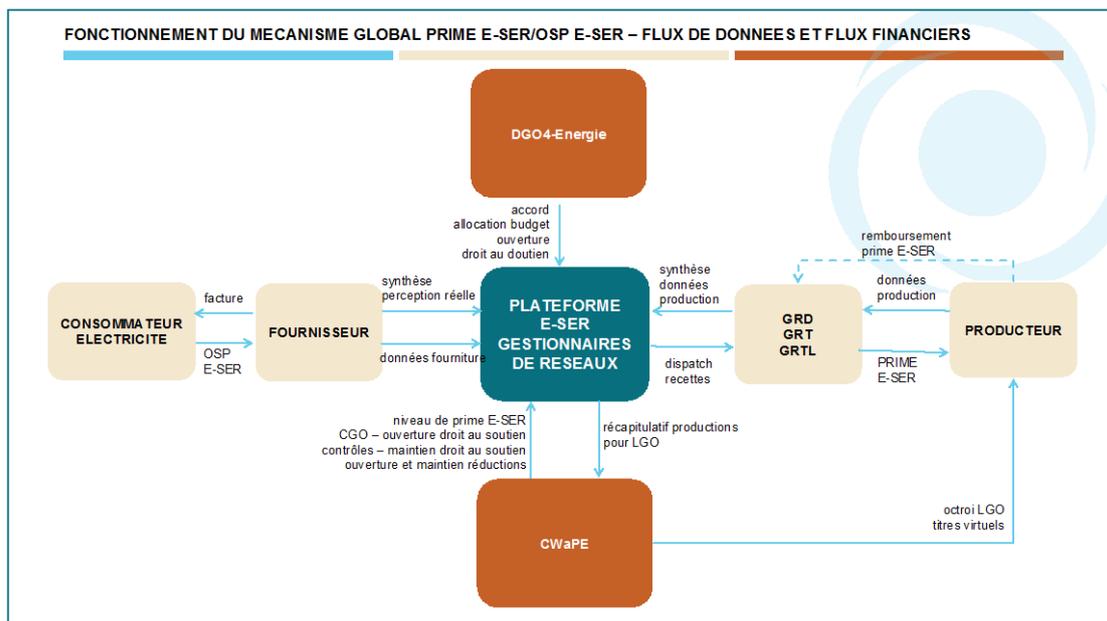
- la CWaPE participe à et suit la mise en place et l'opérationnalisation des éléments décrits ci-dessus auprès des différents acteurs de marché et coordonne le basculement vers le nouveau mécanisme notamment en ce qui concerne la suppression du marché des CV et la conversion des taux d'octroi des installations existantes ;
- la CWaPE propose des ajustements au mécanisme proposé sur base du travail d'opérationnalisation réalisé en collaboration avec les acteurs de marché ;
- la CWaPE rapporte régulièrement au Gouvernement et au Parlement wallons sur l'ensemble du mécanisme, aussi bien au niveau des coûts que du financement par type de consommateur.

Le mécanisme est illustré dans les schémas ci-après.

5.2.1. Fonctionnement global du mécanisme E-SER

Le schéma ci-dessous reprend le fonctionnement global du mécanisme décrit ci-avant. Il présente également les flux de données et les flux financiers entre les acteurs du marché de l'énergie.

GRAPHIQUE 42 MÉCANISME E-SER – FLUX FINANCIERS ET DE DONNÉES

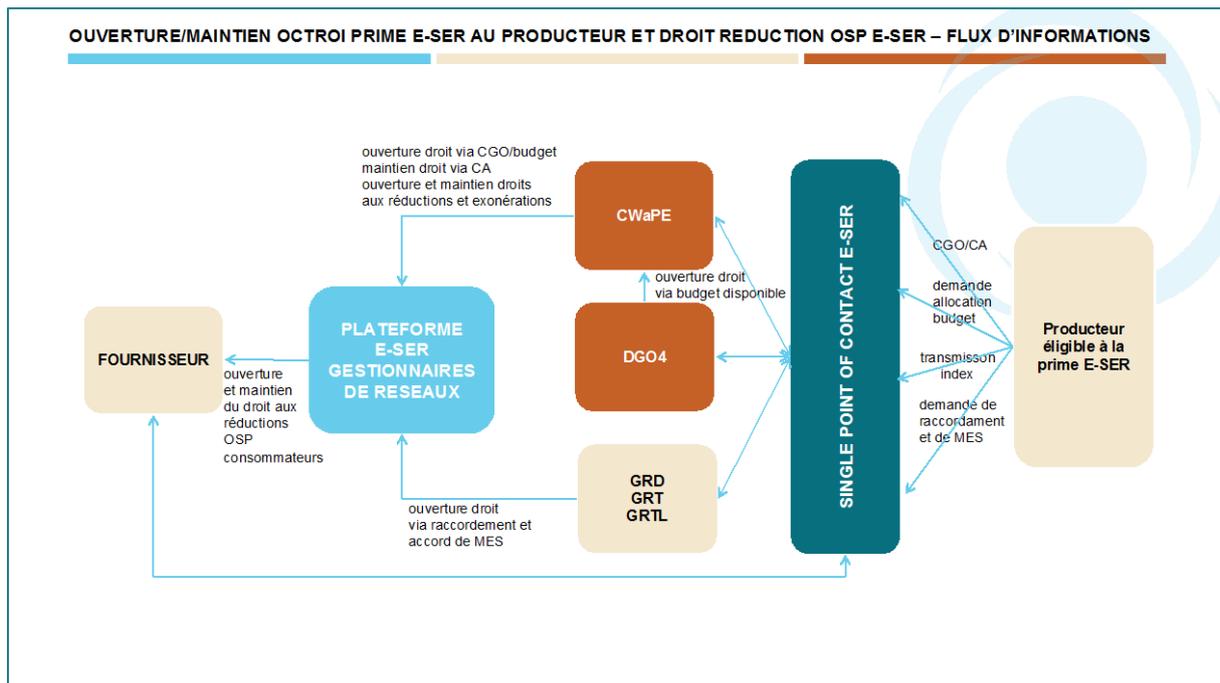


5.2.2. Ouverture et maintien du droit à la prime E-SER et à la réduction OSP E-SER

Ce schéma présente l'articulation des flux d'informations au sein du système en fonction des acteurs impliqués. Le « *single point of contact* E-SER » collecte l'ensemble des données, qui sont ensuite dispatchées vers les acteurs qui doivent les traiter.

Ces informations permettent notamment de déterminer l'ouverture du droit au soutien et son maintien pour le producteur de même que l'ouverture du droit à la réduction et au maintien de l'OSP E-SER pour les consommateurs d'électricité.

GRAPHIQUE 43 MÉCANISME E-SER – FLUX D'INFORMATIONS



5.2.3. Contrôles et reportings

Le budget global annuel du soutien au renouvelable est défini par le Gouvernement wallon, à l'instar des enveloppes de CV, et correspond au productible attendu pour la contribution à l'objectif global d'électricité verte.

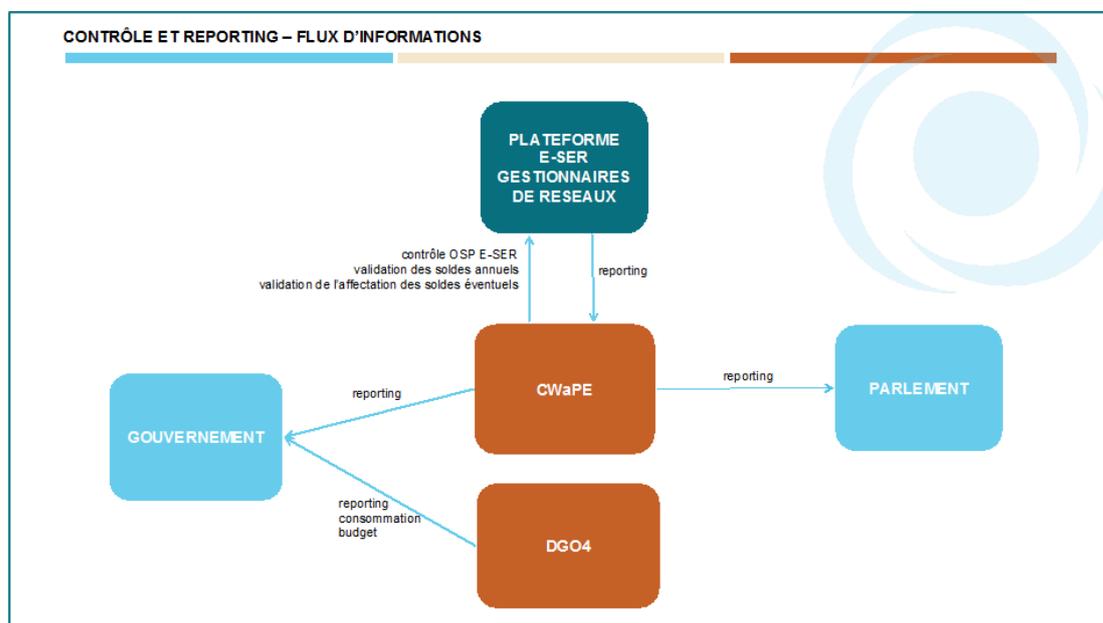
Le budget global est défini à l'horizon 2030 et réparti annuellement. Le budget annuel est donc connu avant le début de chaque année. Par ailleurs, chaque année, la CWaPE informe le Gouvernement et le Parlement wallons de l'évolution du niveau des primes E-SER pour l'année N+1 et des montants réellement mis en œuvre globalement par rapport au budget pour l'année écoulée.

Un *reporting* régulier est donc mis en place :

- la CWaPE fait état au Gouvernement et au Parlement wallons de l'avancement de la mise en place du *phasing-out* ;

- la CWaPE remet et présente, au Gouvernement et au Parlement wallons à fréquence régulière, un rapport sur l'évolution du soutien à la production d'électricité verte via le nouveau mécanisme financé par la collectivité ;
- les *reportings* se basent sur les informations transmises par la plateforme E-SER des GR. La CWaPE vérifie annuellement que le montant du soutien alloué aux producteurs correspond au budget défini par le Gouvernement wallon ;
- la CWaPE mène tous les contrôles nécessaires relatifs à l'OSP E-SER et à la prime E-SER, au coût de fonctionnement de la plateforme E-SER, à la validation des soldes annuels éventuels et à leur affectation.

GRAPHIQUE 44 MÉCANISME E-SER – CONTRÔLES ET REPORTINGS



5.3. Basculement des installations existantes vers le système de PRIME E-SER

Afin d'atteindre les objectifs définis au Chapitre 4, la CWaPE considère qu'il est nécessaire de prévoir le basculement de l'ensemble des installations existantes vers le nouveau système de prime E-SER, en garantissant le maintien des droits acquis.

Cette option permet notamment d'éviter ce que le système wallon connaît depuis des années : un empilement de régimes différents, qui empêche les producteurs d'avoir une vision claire du régime de soutien auxquels ils ont droit et qui impacte lourdement l'efficacité de la gestion des dossiers à traiter, du côté de l'autorité compétente mais également du producteur.

Cette refonte profonde du mécanisme de soutien apporte des changements significatifs, présents à différents niveaux :

- le type de régime de soutien, qui passe de l'octroi de CV et de quota à un FIP flottant avec remboursement, octroyé sous forme de prime en EUR/MWh selon une procédure administrative ou compétitive en fonction de la taille des projets ;
- des modalités d'implémentation du système qui respectent les rôles des différents acteurs concernés par son fonctionnement et sa mise en œuvre, en ce compris le régulateur indépendant.

Cette approche de transfert de l'ensemble des installations vers le nouveau système de prime E-SER générera un travail de préparation conséquent, notamment au niveau des filières avec combustible.

Cependant, il permettra une simplification significative dans la gestion et la compréhension du mécanisme par l'ensemble des *stakeholders*. Cette solution permettra également de diminuer une partie de la charge administrative présente au sein de l'ensemble du système, et notamment auprès de différents acteurs du marché de l'énergie.

Enfin, la communication qui accompagnera la transition vers un le nouveau mécanisme sera extrêmement importante pour les producteurs et autres acteurs du marché de l'énergie.

5.3.1. Basculement des installations d'une puissance > 10 kW soumises ou non soumises au régime k_{ECO}

L'ensemble des installations soumises au mécanisme des CV basculent dans le nouveau régime de prime E-SER. Il est à noter que les installations bénéficiant actuellement des mesures reprises aux articles 15^{ter} (modification significative), 15^{sexies}, 15^{septies}, 15^{octies} §1er (k_{ECO} majorés) et 15^{octies} §2 (sauvetage biomasse) sont considérées comme appartenant au régime non k_{ECO} ou au régime k_{ECO} .

En ce qui concerne les installations des filières hydraulique, éolienne et photovoltaïque, la prime E-SER est calculée sur base du taux d'octroi en vigueur pour ces installations, repris dans la base de données de la CWaPE.

Pour ce qui est des installations avec combustible, la prime E-SER est calculée sur base du taux d'octroi moyen historique de ces installations.

L'ensemble des installations bénéficie de la prime E-SER pour la période résiduelle d'octroi. La prime E-SER est versée directement sur le compte du producteur par le GR. L'octroi de la prime E-SER est au minimum trimestriel. Une attention particulière est prêtée aux installations non soumises au régime k_{ECO} arrivant en fin de période d'octroi lors du basculement vers le nouveau mécanisme.

Cette option de basculement implique que les producteurs ne reçoivent plus de CV et ne font plus appel au prix minimum garanti, géré par le GRTL, Elia. Les CV sont convertis en prime au prix de 65 EUR/MWh HTVA.

5.3.2. Basculement des installations d'une puissance $\leq 10\text{kW}$ soumises ou non au régime k_{ECO}

En ce qui concerne les installations d'une puissance $\leq 10\text{kW}$ (dont les installations SOLWATT), le *phasing-out* du mécanisme de soutien consiste à convertir l'octroi de CV, qui doivent être vendus sur le marché des CV ou auprès d'Elia, en le versement d'une prime E-SER annuelle basée sur l'historique de production des installations. En ce qui concerne SOLWATT, étant donné le nombre important de régimes différents (régime initial, régimes dégressifs, régime transitoire, en passant par le facteur multiplicateur de 7), le montant de la prime se base sur la moyenne de la production historique des installations concernées, par régime spécifique si nécessaire.

Toutefois, un contrôle annuel de la production est réalisé notamment dans le cas où l'installation a subi une avarie ou un entretien qui influence dès lors, de manière conséquente, le niveau de production. Si des différences importantes sont constatées, le montant de la prime peut être révisé à la baisse, donnant lieu à un réajustement. Une attention particulière doit être portée aux installations en fin de période d'octroi et spécifiquement les avant-dernière et dernière années d'octroi.

Les producteurs qui le souhaitent pourraient toutefois bénéficier d'une prime E-SER strictement proportionnelle à leur production réelle à la condition qu'ils installent un dispositif de sous-comptage qui puisse transmettre les données de production de leur installation automatiquement à leur gestionnaire de réseau.

Le versement de la prime E-SER, de type anticipatif, se fait annuellement à la date anniversaire de la mise en service de l'installation sur le compte bancaire des producteurs concernés.

L'impact sur les conventions, encore en vigueur, conclues avec des tiers-investisseurs, doit être analysé.

5.4. Traitement des nouvelles installations à partir de l'entrée en vigueur du *phasing-out*

À partir de 2021, les nouvelles installations bénéficient de la prime E-SER, calculée sur base des données relatives aux installations de référence, selon la méthodologie, basée sur la VAN, définie par la CWaPE et intégrant notamment toutes les informations disponibles sur le marché de l'énergie. La CWaPE veille tout particulièrement à l'intégration de l'E-SER dans le marché de l'électricité, comme le prescrivent les orientations européennes.

Tout comme dans le régime de soutien actuel, ces primes sont définies pour des installations nouvelles, n'ayant jamais été mises en service précédemment. Les installations ayant subi un *retrofit* ne sont donc pas incluses.

La prime E-SER est versée sur le compte bancaire du producteur au minimum trimestriellement.

5.5. Assiette de perception de l'OSP E-SER et réductions pour les différents publics-cibles

Comme exposé au Chapitre 1, deux modes de financement permettent aujourd'hui de collecter, auprès des consommateurs d'électricité, l'ensemble des recettes nécessaires au financement du soutien octroyé aux producteurs d'électricité, sous réserve des opérations de portage et de temporisation de CV qui ont permis de décaler momentanément la charge pour le consommateur en maintenant la surcharge CV wallons à 13,8159 EUR/MWh HTVA.

En parallèle à ces modes de financement, une série de réductions et d'exonérations ont été mises en place au profit de certains publics-cibles, principalement les entreprises.

5.5.1. Assiette de perception de l'OSP E-SER

Il ressort du Chapitre 1 que les assiettes de perception du quota de CV et de la surcharge CV wallons, ne sont pas identiques, la première étant plus importante que la seconde. Il y est également relevé, de même que dans les « Rapports spécifiques sur l'évolution des CV » que la CWaPE a publiés en 2015, 2016 et 2017, que le mode de financement qui constituait au départ un filet de sécurité, celui de l'obligation d'achat de CV au prix minimum garanti par le GRTL, Elia, est devenu, depuis 2013, un mode de financement du soutien à part entière.

Il en résulte que, sur base du scope des clients finals auxquels Elia applique la surcharge CV wallons, un certain nombre de consommateurs, pourtant éligibles à l'obligation de restitution de quota de CV, ont échappé au financement du soutien à la production d'électricité verte, créant ainsi une inéquité forte au sein du système. À cela s'ajoute la problématique du niveau de la surcharge CV wallons appliquée aux dits consommateurs, qui diffère d'une sous-région wallonne à l'autre en fonction du volume des productions locales d'électricité verte, aggravant encore l'inéquité du système, mais ce dernier élément devrait disparaître du fait de la péréquation des tarifs de transport. Ces éléments ont été exposés à la section 1.4.2.

Par ailleurs, comme exposé *supra*, l'OSP E-SER est une OSP unique regroupant l'ensemble du financement du mécanisme. Dans la proposition de la CWaPE, il n'y a donc plus 2 financements distincts (OSP quota de CV, soit la contribution énergie verte, et OSP surcharge CV wallons, appliquée via le tarif de transport). Cela a pour conséquence que l'OSP E-SER reprend, à elle seule, le niveau total de contribution de chacun au soutien du développement de l'électricité verte. Cette solution présente l'avantage d'isoler, sur la facture, la contribution réelle de chaque consommateur à la stratégie définie par le Gouvernement wallon et permet donc une meilleure lisibilité et compréhension de celle-ci.

Suite aux constats exposés *supra* quant au financement du mécanisme de soutien via le quota de CV et la surcharge CV wallons, et notamment le manque d'équité entre les différents groupes de consommateurs finals d'électricité quant à leur participation au financement du soutien à la production d'électricité verte en Région wallonne et à la différence d'assiette de perception du quota de CV (20 872 GWh en 2017) et de surcharge CV wallons (15 854 GWh en 2017), la CWaPE préconise que l'OSP E-SER s'applique au même périmètre que le quota de CV actuel. Ceci permet de réinstaurer le principe originel du financement du soutien à la production, le filet de sécurité, matérialisé par le

recours au minimum garanti auprès du GRTL, Elia, ne pouvant constituer un mode de financement pérenne.

5.5.2. Réductions applicables à l'OSP E-SER en fonction des publics-cibles

La CWaPE propose d'appliquer le même raisonnement que celui présenté au point 5.5.1 concernant les réductions de l'OSP E-SER dont certains acteurs du marché de l'électricité pourraient bénéficier de même que les clients protégés régionaux.

La CWaPE identifie, sur base des réductions existantes, les groupes de consommateurs suivants :

- les fournisseurs, pour l'énergie électrique absorbée par l'opération de pompage dans les centrales de pompage/turbinage, non soumise à l'OSP E-SER ;
- les entreprises en AdB, bénéficiant de réductions par rapport à l'OSP E-SER ;
- les clients protégés exclusivement régionaux, non soumis à l'OSP E-SER ;
- les consommateurs bénéficiant d'une fourniture en ligne directe, non soumise à l'OSP E-SER ;
- les autres consommateurs, ne bénéficiant pas de réduction de l'OSP E-SER.

Comme prévu pour les réductions du quota de CV, à l'article 25 §5 de l'AGW du 30 novembre 2006, le niveau de réduction envisagé de l'OSP, pour les entreprises formant une entité géographique et technique au sens des accords de branche, est défini par tranche de consommation, selon les formules suivantes :

1° pour la tranche de consommation trimestrielle d'électricité comprise entre 0 et 5 GWh inclus, application de 75 % de l'OSP E-SER ;

2° pour la tranche de consommation trimestrielle d'électricité entre 5 et 25 GWh inclus, application de 50 % de l'OSP E-SER ;

3° pour la tranche de consommation trimestrielle d'électricité entre 25 et 75 GWh inclus, application de 15 % de l'OSP E-SER ;

4° pour la tranche de consommation trimestrielle d'électricité supérieure à 75 GWh, application de 10 % de l'OSP E-SER.

La CWaPE tient à souligner que cette proposition est celle qui lui paraît la plus logique. Toutefois, elle est consciente qu'il est nécessaire d'intégrer dans la réflexion les exonérations actuellement en vigueur au niveau de la surcharge CV wallons pour les entreprises en accord de branche, pour certaines entreprises qui n'ont pas nécessairement conclu d'accords de branche, ou qui ont des codes NACE spécifiques. Il est important de noter qu'une série d'entreprises ne sont actuellement, et depuis 2013, pas soumises à la surcharge CV wallons, du fait de leur raccordement au réseau de transport.

La CWaPE considère cette thématique comme particulièrement sensible. La réflexion doit donc être menée avec les acteurs concernés de façon à ce que la meilleure option puisse être définie.

Par ailleurs, si les réflexions en cours au niveau de l'électro-intensité des entreprises en Région wallonne aboutissent et fixent de nouvelles règles de réductions en faveur de certains publics-cibles, le résultat devra être intégré dans le *phasing-out* du mécanisme de soutien.

5.6. Transmission des relevés d'index pour les installations éligibles à la prime E-SER

En 2003, lors de la mise en place du mécanisme des CV, relatif au soutien à la production d'électricité verte, il a été décidé que les compteurs « certificats verts » permettant d'identifier la production prise en compte pour le calcul du soutien, seraient la propriété du producteur et que les relevés, manuels, seraient transmis à la CWaPE par ce même producteur.

Pour rappel, en Flandre, à la même époque, une autre option a été choisie : celle d'installer des compteurs, dont les GR ont la propriété et permettant une transmission de relevés automatique.

En Wallonie, force est de constater que le système de transmission de relevés manuels par les producteurs atteint ses limites à la fois en termes de fiabilité (nombre d'index communiqués ne sont pas corrects et doivent être ré-estimés) et de prévention d'éventuelles fraudes.

Un audit externe du système de soutien défini par le Gouvernement wallon et géré par la CWaPE, réalisé par l'*Association of issuing bodies* en janvier 2018, a également identifié cette lacune. Cet audit recommande que des mesures correctrices soient mises en place afin de mettre un terme à cette situation et d'instaurer un système de transmission automatique, plus fiable.

Par ailleurs, suite aux contacts établis avec le SPF Économie, PME, Classes Moyennes et Énergie, il ressort que la situation wallonne, en termes de transmission des données de production, oblige le SPF à contacter chaque producteur individuellement et mensuellement, sur base de l'article 7 de l'Arrêté royal du 11 mars 2003, afin de collecter les données de production brute et nette d'électricité par source d'énergie. Ces mesures trouvent notamment leur origine dans l'obligation qui incombe au SPF de transmettre les données de production à Eurostat dans un délai de maximum 3 mois suivant le mois de production. Toutefois, le délai d'envoi de ces mêmes données à l'Agence internationale de l'énergie est de 2 mois.

Il est à noter que, sur base d'une collaboration établie avec la Flandre en 2015, la DG Énergie du SPF Économie reçoit les données de production d'environ 1000 installations flamandes sur base mensuelle.

Dans le cadre de l'Union de l'énergie, de nouvelles exigences européennes – et notamment les *Early Estimates of Energy Balances* – ont vu le jour en 2016. Elles impliquent que les États membres dressent des « minis bilans énergétiques » annuels provisoires 5 mois après l'année de production. Il est important de noter que la CWaPE, dans son *Rapport spécifique relatif à l'évolution du marché des certificats verts*, reprend ces données. Toutefois, ce rapport fait l'objet d'une publication le 30 juin de l'année suivant l'année concernée.

Sur base de l'ensemble des éléments exposés ci-dessus, la DG Énergie du SPF Économie souhaite établir une collaboration avec la CWaPE afin de déterminer dans quelle mesure certaines contraintes aujourd'hui présentes dans l'accomplissement de ces missions pourraient être levées.

Sur base des 2 éléments, issus de la DG Énergie du SPF Économie et de l'*Association of issuing bodies*, la CWaPE est d'avis que des mesures permettant la transmission des relevés de production de façon automatique et à fréquence régulière, de préférence mensuelle, sont nécessaires.

Ces mesures pourraient prendre place dès à présent. Il ne semble pas nécessaire d'attendre la mise en place complète du *phasing-out* du mécanisme de soutien à la production d'électricité verte.

Ainsi, la CWaPE propose :

- d'imposer, à **toute nouvelle installation** de production d'électricité verte, qu'elle souhaite bénéficier d'un soutien à la production (régime de CV ou de prime E-SER) ou non, la mise en place d'un dispositif de sous-comptage permettant de relever automatiquement les index de production d'électricité et de les transmettre au gestionnaire de réseau concerné, au plus tard au moment de la mise en service de l'installation ;
- d'imposer à **toutes les installations** de production d'électricité verte **d'une puissance supérieure à 10 kW existantes**, qui ne sont pas dans l'hypothèse du premier tiret, la mise en place d'un dispositif de sous-comptage permettant de relever automatiquement les index de production d'électricité et de les transmettre au gestionnaire de réseau concerné, au plus tard à la date d'entrée en vigueur du *phasing-out* du mécanisme de soutien.

L'opérationnalisation de cette mesure nécessite de mener rapidement les réflexions nécessaires avec l'ensemble des acteurs concernés.

5.7. Amorçage du nouveau mécanisme E-SER

Afin d'amorcer le mécanisme présenté au point 5.2, il sera peut-être nécessaire d'envisager un timing spécifique permettant de générer une réserve de trésorerie auprès des acteurs de marché.

En effet, avant de pouvoir verser les primes E-SER aux producteurs, il est nécessaire d'avoir collecté les montants nécessaires auprès des consommateurs éligibles à l'OSP E-SER. Il en est de même pour la restitution des montants aux consommateurs bénéficiant d'une réduction.

Afin de gérer au mieux cette transition, des réunions avec les *stakeholders* sont nécessaires pour mettre en place une organisation adéquate.

5.8. Traitement des opérations de portage et de temporisation

Afin de répondre aux objectifs poursuivis par la CWaPE tout au long de sa réflexion, le nouveau mécanisme E-SER doit inclure le traitement des opérations de portage et de temporisation déjà réalisées et encore à venir jusqu'à la date d'entrée en vigueur du nouveau mécanisme.

Le financement via l'OSP E-SER doit donc inclure l'ensemble des éléments relatifs au portage et aux temporisations encore nécessaires.

En outre, le mécanisme global E-SER ne doit pas permettre de créer de dettes supplémentaires pour couvrir le financement du soutien à la production d'électricité verte en Wallonie.

5.9. Soutien à l'injection de biométhane

La CWaPE attire également l'attention du Gouvernement wallon sur le fait que le soutien à l'injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel, tel que prévu dans l'arrêté du Gouvernement wallon du 29 mars 2018, prévoit l'octroi de CV additionnels aux installations de cogénération fossile utilisant des LGO gaz SER, achetés aux producteurs de biométhane. Dans le cadre du *phasing-out* du mécanisme de soutien à la production d'électricité verte via les CV, il sera nécessaire d'étudier la mise en place d'un système de soutien alternatif, indépendant du mécanisme de soutien à la production d'électricité verte, dont pourront bénéficier les producteurs de biométhane, comme par exemple un mécanisme d'achat à un « prix référence » du biométhane injecté sur le réseau de gaz naturel (*feed-in tariff*).

5.10. Obligation de notification auprès de l'Europe

5.10.1. Modifications au régime de soutien et respect des lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020

La Commission européenne a adopté, concomitamment à l'adoption du règlement général d'exemption par catégorie (RGEC), des lignes directrices, afin d'apporter des précisions sur les critères utilisés, lors de l'examen d'aides, pour déterminer si les aides pourraient être compatibles avec le marché intérieur.

Si une mesure entre dans le champ d'application du RGEC, elle est exemptée de l'obligation de notification. Il est dès lors inutile de vérifier si cette mesure respecte les conditions établies par les lignes directrices, puisque celles-ci ne s'appliqueront que dans l'hypothèse où la Commission examine sa conformité avec le marché intérieur, dans une procédure de notification.

Toutefois, une mesure d'aide qui ne satisfait pas aux conditions établies par le RGEC peut être considérée par la Commission européenne comme compatible avec le marché intérieur, si elle respecte les conditions établies par ces lignes directrices.

En ce qui concerne les aides au fonctionnement octroyées en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, les points 3.3.2.1. édictent des conditions très précises :

« (124) Afin d'encourager l'intégration dans le marché de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, il importe que les bénéficiaires vendent leur électricité directement sur le marché et qu'ils soient soumis aux obligations du marché. Les conditions cumulatives suivantes s'appliquent à partir du 1er janvier 2016 à tous les nouveaux régimes et à toutes les nouvelles mesures:

- a) l'aide est octroyée sous la forme d'une prime s'ajoutant au prix du marché (prime) auquel les producteurs vendent leur électricité directement sur le marché;
- b) les bénéficiaires (65) sont soumis à des responsabilités standard en matière d'équilibrage, sauf s'il n'existe pas de marchés d'équilibrage intrajournaliers concurrentiels; et
- c) des mesures sont mises en place pour faire en sorte que les producteurs ne soient pas incités à produire de l'électricité à des prix négatifs.

(125) Les conditions établies au point (124) ne s'appliquent pas aux installations d'une capacité de production d'électricité installée inférieure à 500 kW ni aux projets de démonstration, excepté pour l'électricité produite à partir de l'énergie éolienne lorsque la capacité d'électricité installée est de 3 MW ou de 3 unités de production.

[...] »

La même section prévoit qu'à partir du 1^{er} janvier 2017, les aides doivent être octroyées à l'issue d'une procédure de mise en concurrence fondée sur des critères clairs, transparents et non discriminatoires, sauf pour les installations dont la capacité de production d'électricité installée est inférieure à 1 MW (6 MW pour l'énergie éolienne). En l'absence d'une procédure de mise en concurrence, les critères susvisés (§§ 124 et 125) s'appliquent alors.

Les aides octroyées au moyen de certificats font l'objet d'une section spécifique :

« (135) Les États membres peuvent octroyer des aides aux sources d'énergie renouvelables en utilisant des mécanismes de marché tels que les certificats verts. Ces mécanismes de marché (69) permettent à l'ensemble des producteurs d'énergie renouvelable de bénéficier indirectement d'une demande garantie pour l'énergie qu'ils produisent, à un prix supérieur au prix du marché pratiqué pour l'énergie classique. Le prix de ces certificats verts n'est pas fixé à l'avance mais dépend de la loi de l'offre et de la demande sur le marché.

(136) La Commission considérera que les aides visées au point (135) sont compatibles avec le marché intérieur si les États membres peuvent suffisamment démontrer i) qu'elles sont essentielles pour garantir la viabilité des sources d'énergie renouvelables concernées; ii) que, pour le régime, elles n'entraîneront pas globalement de surcompensation avec le temps et entre les diverses technologies, ni de surcompensation pour les technologies moins déployées, dans la mesure où des niveaux différenciés de certificats par unité de production sont introduits; et iii) qu'elles ne dissuadent pas les producteurs d'énergie renouvelable d'accroître leur compétitivité.

(137) La Commission considère en particulier qu'aucune différenciation des niveaux d'aide ne peut être appliquée au moyen des certificats verts si l'État membre concerné ne démontre pas la nécessité d'une telle différenciation sur la base des justifications énoncées au point (126). Les conditions énoncées aux points (124) et (125) s'appliquent lorsque cela est techniquement possible. Toute aide à l'investissement perçue précédemment doit être déduite des aides au fonctionnement. ».

C'est sur la base de ces critères que la Commission européenne a approuvé la révision du régime des CV en Région flamande⁴⁶. La Région flamande a, en date du 27 octobre 2017, notifié la révision de son mécanisme de CV à la Commission européenne, qui a rendu une décision favorable le 16 février 2018.

Enfin, notons encore le point 3.7. des lignes directrices, qui concerne les « *aides sous forme de réductions ou d'exonérations de taxes environnementales et sous forme de réductions des contributions servant à financer le soutien à l'électricité produite à partir de sources renouvelables* ».

Les réductions accordées dans le nouveau régime devront respecter ces règles, applicables à partir du 1^{er} janvier 2019, afin d'être considérées conformes au marché intérieur. Les mesures de soutien octroyées avant cette date peuvent également être déclarées compatibles avec le marché intérieur si elles respectent un plan d'adaptation, qui doit être notifié à la Commission européenne.

Règlement dit « de minimis »

Enfin, une dernière possibilité pourrait consister en l'application au cas par cas (et donc pas pour l'ensemble du système de soutien wallon) du règlement dit *de minimis*⁴⁷, qui concerne les aides dont le montant est si peu élevé que la Commission européenne ne juge pas utile d'en examiner la conformité aux règles européennes.

La condition principale pour tomber sous le champ d'application de ce règlement est que l'aide octroyée à une entreprise n'excède pas le montant de 200 000 EUR, sur une période de trois exercices fiscaux⁴⁸.

Les différents éléments repris ci-dessus peuvent être résumés dans le tableau suivant :

Tableau 16 OBLIGATIONS EUROPÉENNES QUANT AUX MÉCANISMES DE SOUTIEN À LA PRODUCTION

Installations de capacité > 1 MW ou éolien > 6 MW ou 6 unités de production	Installations de capacité comprise entre 500 kW et 1 MW + projets pilotes + installations éoliennes de capacité comprise entre 3 MW et 6 MW ou de 4 à 5 unités de production	Installations de capacité < 500 kW ou éolien < 3 MW ou 3 unités de production
Procédure de mise en concurrence sauf si l'État membre démontre que cela n'est pas opportun au regard des critères énoncés	FIP + critères « point 131 »	Critères « point 131 »

Les aides doivent également satisfaire aux conditions de forme et de fond établies par le règlement général d'exemption par catégorie (Règlement (UE) n° 651/2014 de la Commission du 17 juin 2014 déclarant certaines catégories d'aides compatibles avec le marché intérieur en application des articles

⁴⁶ State aid SA.46013 (2017/N) Belgium – Green electricity certificates and CHP certificates in Flanders, 16 février 2018, C(2018) 1003 final.

⁴⁷ Règlement (UE) n° 1407/2013 de la Commission du 18 décembre 2013 relatif à l'application des articles 107 et 108 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne aux aides *de minimis*, J.O., L 352.

⁴⁸ *Ibid.*, art. 3, §2.

107 et 108 du traité, J.O., 26 juin 2014, L 187/1, articles 42 à 44 notamment), pour pouvoir bénéficier de l'exemption de notification.

PROPOSITION DE LA CWAPE :

Étant donné la sensibilité de la matière, et au regard de ce que la Région flamande a entrepris concernant son nouveau mécanisme, la CWAPE est d'avis qu'il serait prudent que le Gouvernement wallon notifie les options qu'il retiendra dans la proposition de la CWAPE.

5.10.2. Réduction accordée sur l'OSP E-SER

Si le régime de réduction des contributions servant à financer le soutien à l'énergie produite à partir de sources renouvelables est modifié, il doit faire l'objet d'une notification à la Commission européenne. Il s'agit en effet d'une mesure de soutien qui tombe sous le champ de l'obligation générale de notification de toute mesure d'aide et de l'obligation de *standstill* qui s'y attache, prévues à l'article 108, §3 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE).

Les critères d'admissibilité et de proportionnalité définis à la section 3.7.2. des lignes directrices sont applicable à partir du 1^{er} janvier 2019. Ceux-ci prévoient :

- l'obligation pour les États membres de démontrer que les coûts supplémentaires qui se traduisent par une hausse des prix de l'électricité supportée par les bénéficiaires sont uniquement imputables au soutien apporté à l'énergie produite à partir de sources renouvelables. Ces coûts supplémentaires ne peuvent excéder le montant des contributions servant à financer le soutien apporté à l'énergie produite à partir de sources renouvelables ;
- la limitation des aides aux secteurs dont la position concurrentielle est menacée en raison des coûts générés par le financement du soutien apporté à l'énergie produite à partir de sources renouvelables, du fait de leur électro-intensité et de leur exposition aux échanges internationaux. En conséquence, une aide ne peut être octroyée à une entreprise que si celle-ci exerce ses activités dans les secteurs énumérés à l'annexe 3 des lignes directrices ;
- eu égard à la possible hétérogénéité de certains secteurs en termes d'électro-intensité, un État membre peut inclure une entreprise dans son régime national d'aides sous forme de réductions des coûts générés par le financement du soutien apporté à l'énergie produite à partir de sources renouvelables si cette entreprise présente une électro-intensité d'au moins 20 % et relève d'un secteur affichant une intensité des échanges d'au moins 4 % au niveau de l'Union, même si ce secteur n'est pas mentionné à l'annexe 3. Pour calculer l'électro-intensité d'une entreprise, il convient de se fonder sur les référentiels d'efficacité pour la consommation d'électricité standard du secteur concerné, lorsqu'ils existent ;
- l'obligation, dans les secteurs admissibles, de veiller à ce que le choix des bénéficiaires repose sur des critères objectifs, non discriminatoires et transparents et que l'aide soit octroyée, en principe, de la même manière à tous les concurrents d'un même secteur s'ils se trouvent dans la même situation de fait ;

- la Commission considérera que l'aide est proportionnée si ses bénéficiaires acquittent au moins 15 % des coûts supplémentaires sans réduction. Toutefois, compte tenu de l'importante hausse des surtaxes liées aux énergies renouvelables ces dernières années, une contribution propre s'élevant à 15 % de l'intégralité de la surtaxe pourrait dépasser ce que les entreprises particulièrement concernées par cette charge peuvent supporter. En conséquence, si nécessaire, les États membres ont la possibilité de limiter encore le montant des coûts générés par le financement du soutien à l'énergie produite à partir de sources renouvelables qui doivent être acquittés par une entreprise, en le fixant à 4 % de la valeur ajoutée brute pour l'entreprise concernée. Pour les entreprises dont l'électro-intensité est d'au moins 20 %, les États membres peuvent limiter le montant global à acquitter à 0,5 % de la valeur ajoutée brute de l'entreprise concernée ;
- l'obligation, lorsqu'un État membre décide d'adopter les limitations fixées à respectivement 4 % et 0,5 % de la valeur ajoutée brute, d'appliquer celles-ci à toutes les entreprises admissibles ;
- la possibilité de prendre des mesures pour garantir que les données sur la valeur ajoutée brute utilisées aux fins de la section 3.7.2 couvrent tous les coûts de main-d'œuvre pertinents ;
- la possibilité d'octroyer les aides sous la forme d'une réduction appliquée aux redevances, d'un montant de compensation annuel fixe (remboursement de taxe) ou d'une combinaison des deux. Lorsque l'aide est octroyée sous la forme d'une réduction des redevances, un mécanisme de contrôle *a posteriori* doit être mis en place pour garantir que les éventuels trop-perçus au titre de l'aide seront remboursés avant le 1er juillet de l'année suivante. Lorsque l'aide est octroyée sous la forme d'un montant de compensation annuel fixe, celui-ci doit être calculé sur la base de données historiques, à savoir la consommation d'électricité et la valeur ajoutée brute constatées au cours d'une année de référence donnée. Le montant de la compensation ne doit pas dépasser le montant de l'aide que l'entreprise aurait reçu au cours de l'année de référence, en appliquant les paramètres fixés dans la section 3.7.2.

Les règles de transparence prévues à la section 3.2.7. des lignes directrices doivent pareillement être appliquées dès le 1^{er} janvier 2019.

Le plan d'adaptation doit également prévoir un ajustement progressif des niveaux d'aide, afin d'éviter une perturbation soudaine pour les entreprises individuelles.

PROPOSITION DE LA CWAPE :

Étant donné la sensibilité de la matière, et au regard de ce que la Région flamande a entrepris concernant son nouveau mécanisme, la CWAPE est d'avis qu'il serait prudent que le Gouvernement wallon notifie les options qu'il retiendra dans la proposition de la CWAPE.

5.11. Synthèse de la proposition de *phasing-out* de la CWaPE

SOUTIEN A LA PRODUCTION : NOUVEAU REGIME DE PRIME E-SER

- Suppression de l'octroi des CV et basculement vers le versement d'une prime E-SER **par les GR** sur du modèle FIP flottant avec remboursement en procédure administrative ou compétitive avec budget global fermé :
 - **Scope** : les installations existantes et futures
 - **Installations existantes** :
 - ✓ Installations <= 10 kW : conversion de l'octroi des CV en versement d'une prime E-SER annuelle (en EUR/MWh) basée sur la moyenne de la production historique avec maintien des droits acquis
 - ✓ Installations > 10 kW : conversion de l'octroi des CV en versement d'une prime E-SER au minimum trimestrielle (en EUR/MWh) proportionnelle à la production réelle avec maintien des droits acquis
 - **Installations futures** :
 - ✓ Installations de faible puissance : soutien alternatif au soutien à la production, avec conditions d'ouverture du droit au soutien alternatif et contrôle du maintien de la production
 - ✓ Installations de puissance plus importante : versement d'une prime E-SER au minimum trimestrielle (EUR/MWh) proportionnelle à la production réelle
- Ouverture du droit au soutien via budget disponible et CGO
- Maintien du droit via contrôles périodiques et avenants
- Octroi des LGO (titres virtuels) – marché international

FINANCEMENT ET ORGANISATION DU MECANISME E-SER FINANCE PAR L'OP E-SER

- Budget défini par le GW en fonction de la stratégie électricité SER – maîtrise du coût annuel et global
- Perception l'OSP E-SER unique par les fournisseurs
- Scope de l'OSP E-SER : données de fourniture moyennant les exemptions prévues
- Suppression du marché des CV et de la garantie d'achat au prix minimum garanti par le GRTL, Elia
- Prélèvement de l'OSP E-SER globale auprès du consommateur puis remboursement des réductions au bénéfice des publics cibles
- Information des fournisseurs sur les réductions vers les publics cibles et leur maintien via la plateforme E-SER

ORGANISATION DU MECANISME

- *Single point of contact* pour les producteurs
- Plateforme E-SER pour l'ensemble des GR
- Données de production transmises automatiquement

CONTRÔLES ET REPORTINGS

- Contrôle du budget wallon disponible pour le soutien à la production d'électricité verte
- Contrôle de l'OSP E-SER payée par les consommateurs d'électricité
- Contrôle du versement de la prime E-SER aux producteurs
- Reporting sur la gestion de la plateforme
- Reporting sur les soldes annuels
- Approbation de l'affectation des soldes annuels

TRAITEMENT DU PORTAGE ET DES TEMPORISATIONS DE CV EXCEDENTAIRES

- OSP E-SER intégrant le traitement des opérations de portage et de temporisation

6. ÉVALUATION DU NOUVEAU MÉCANISME E-SER

Ce chapitre est également consacré au nouveau mécanisme de soutien à la production proposé par la CWaPE dont la mise en œuvre pourrait être envisagée au 1^{er} janvier 2021.

Outre un travail sur les progressions par filière en vue d'atteindre l'objectif E-SER 2030 fixé par le Gouvernement en 2015, la CWaPE a réalisé une série de projections relatives à la production, au coût du soutien et à son financement à l'horizon 2030 sur base d'un ensemble d'hypothèses qui sont détaillées dans cette section.

6.1. Type et niveau de soutien

Préalablement à la détermination du coût de la production d'électricité verte à l'horizon 2030, il convient de spécifier le type ainsi que la valeur du soutien accordé à chaque filière et sous-filière des sites de production éligible au nouveau mécanisme de prime E-SER.

6.1.1. Méthodologie relative à la détermination de la prime E-SER

Comme proposé au Chapitre 4, la méthodologie utilisée est identique à celle du coefficient économique k_{ECO} (cf. 4.2.3. *Niveau de soutien*) intégrant quelques adaptations, également présentées au Chapitre 7 :

- la durée du soutien est alignée sur la durée de vie technico-économique des installations ;
- le prix plancher de 130 EUR/MWh pour l'électricité autoconsommée est supprimé ;
- certains classes de puissance sont fusionnées et de nouvelles sont créées.

6.1.2. Résultats

Les tableaux exposés ci-dessous résumant, de manière synthétique, les données techniques et économiques considérées dans le calcul de la PRIME E-SER, le type et le niveau de soutien par filière et sous-filière.

6.1.2.1. Filière photovoltaïque

Pour les installations photovoltaïques avec autoconsommation d'une partie de la production d'électricité, le niveau de soutien est estimé dans un intervalle compris entre 24,08 et 35,85 EUR/MWh en fonction de la puissance installée.

Pour les installations en « *full-injection* », il convient de distinguer celles dont la puissance est de maximum 5 000 kW qui bénéficient d'un soutien déterminé par procédure administrative évalué à 88,52 EUR/MWh, de celles supérieures à 5 000 kW pour lesquelles une procédure compétitive est prévue.

Tableau 17 NIVEAU DE SOUTIEN – FILIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE

Filière photovoltaïque		Classe de puissance (kW)				
] 10 ; 250]] 250 ; 1 000]] 1 000 ; - [] 1 000 ; 5 000] Full-injection] 5 000 ; - [Full-injection
Données techniques						
Puissance de référence	kW	150	625	2 000	3 000	10 000
Durée de vie technico-économique	Année	25 ans	25 ans	25 ans	25 ans	25 ans
Année remplacement onduleur	Année	12	12	12	12	12
Durée d'utilisation	kWh/kWc	950	950	950	950	950
Dégradation performance	%/an	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Autoconsommation	%	78%	78%	78%	0%	0%
Données économiques						
Taux de rentabilité de référence	%	7%	7%	7%	7%	7%
Investissement de référence (I _{REF})	EUR HTVA/kW	1 126	1 024	948	923	853
Aides à l'investissement	%	0%	0%	0%	0%	0%
Frais d'exploitation et de maintenance (O&M)	% _{I_{REF}} /an	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
Coût remplacement onduleur	EUR HTVA/kW	150	150	150	150	150
Prix électricité autoconsommée	EUR/MWh _{ac}	130,67	108,23	92,83	-	-
Prix électricité injecté - Année 1	EUR/MWh _{inj}	40,82	40,82	40,82	40,82	40,82
Décote prix électricité injecté	%	15%	15%	15%	15%	15%
Tarif d'injection	EUR/MWh _{inj}	2	2	0,25	0,25	0,25
Taux d'imposition ISOC	%	26%	26%	26%	26%	26%
Mécanisme de soutien						
Type de soutien		FIP flottant _{RBT}	FIP flottant _{RBT}	FIP flottant _{RBT}	FIP flottant _{RBT}	FIP flottant _{RBT}
PRIME E-SER	EUR/MWh	24,08	31,83	35,85	88,52	Procédure compétitive

6.1.2.2. Filière éolienne

Pour la filière éolienne, il est proposé de faire appel à un soutien alternatif pour les installations dont la puissance est ≤ 100 kW. Pour les installations de plus de 100 kW, le soutien est évalué à 50,24 EUR/MWh.

Tableau 18 NIVEAU DE SOUTIEN – FILIÈRE ÉOLIENNE

Filière éolienne		Classe de puissance (kW)	
] 0 ; 100]] 100 ; - [
Données techniques			
Puissance de référence	kW	50	2 300
Durée de vie technico-économique	Année	20 ans	20 ans
Durée d'utilisation	h/an	1450	2190
Autoconsommation	%	100%	0%
Données économiques			
Taux de rentabilité	%	7%	7%
Investissement de référence (I _{REF})	EUR HTVA/kW	5 000	1 320
Aides à l'investissement	%	20%	0%
Frais d'exploitation et de maintenance (O&M)	% _{I_{REF}} /an	1,7%	3,4%
Prix électricité autoconsommée	EUR/MWh _{ac}	151,06	-
Prix électricité injecté - Année 1	EUR/MWh _{inj}	41,64	41,64
Décote prix électricité injecté	%	15%	15%
Tarif d'injection	EUR/MWh _{inj}	2,5	0,25
Taux d'imposition ISOC	%	26%	26%
Mécanisme de soutien			
Type de soutien		Soutien alternatif	FIP flottant _{RBT}
PRIME E-SER	EUR/MWh		50,24

6.1.2.3. Filière hydraulique

Pour la filière hydraulique, il est proposé de faire appel à un soutien alternatif pour les installations dont la puissance est ≤ 100 kW. Pour les installations de plus de 100 kW, le niveau de soutien est estimé dans un intervalle compris entre 44,81 et 52,32 EUR/MWh en fonction de la puissance installée.

Tableau 19 NIVEAU DE SOUTIEN – FILIÈRE HYDRAULIQUE

Filière hydraulique	Classe de puissance (kW)					
] 0 ; 5]] 5 ; 10]] 10 ; 100]] 100 ; 1 000]] 1 000 ; - [
Données techniques						
Puissance de référence	kW	5	10	50	500	2 000
Durée de vie technico-économique	Année	40 ans	40 ans	40 ans	40 ans	40 ans
Durée d'utilisation	h/an	3 700	3 800	4 400	4 500	4 700
Autoconsommation	%	100%	100%	25%	15%	0%
Données économiques						
Taux de rentabilité	%	7%	7%	7%	7%	7%
Investissement de référence (I _{REF})	EUR HTVA/kW	20 000	12 000	6 000	4 000	3 000
Aides à l'investissement	%	20%	20%	20%	20%	20%
Frais d'exploitation et de maintenance (O&M)	%I _{REF} /an	1,8%	2,1%	3,3%	3,8%	5,0%
Prix électricité autoconsommée	EUR/MWh _{ac}	204,71	186,82	151,06	111,47	-
Prix électricité injecté - Année 1	EUR/MWh _{inj}	41,64	41,64	41,64	41,64	41,64
Décote prix électricité injecté	%	10%	10%	10%	10%	10%
Tarif d'injection	EUR/MWh _{inj}	2,5	2,5	2,5	2	0,25
Taux d'imposition ISOC	%	26%	26%	26%	26%	26%
Mécanisme de soutien						
Type de soutien		Soutien alternatif	Soutien alternatif	Soutien alternatif	FIP flottant _{RBT}	FIP flottant _{RBT}
PRIME E-SER	EUR/MWh				52,32	44,81

6.1.2.4. Filière biogaz

Pour les installations de la filière biogaz agricole, il est proposé de faire appel à un soutien alternatif pour les installations dont la puissance est ≤ 600 kW. Pour les installations de plus de 600 kW, le soutien est évalué à 162,5 EUR/MWh.

Tableau 20 NIVEAU DE SOUTIEN – FILIÈRE BIOGAZ

Filière Biogaz	Biogaz agricole					
	Classe de puissance (kW)					
] 0 ; 10]] 10 ; 200]] 200 ; 600]] 600 ; 1 500]] 1 500 ; - [
Données techniques						
Puissance de référence	kW	10	120	400	900	2 500
Durée de vie technico-économique	Année	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans
Durée de vie du moteur biogaz	heures	40 000	40 000	40 000	40 000	40 000
Durée d'utilisation	h/an	6 500	6 500	7 200	7 200	7 200
Rendement électrique net	%	15%	26%	31%	32%	36%
Rendement thermique théorique	%	20%	25%	30%	40%	55%
Taux de valorisation de la chaleur	%	0%	0%	0%	0%	65%
Rendement chaleur net	%	0%	0%	0%	0%	36%
Facteur d'émissions de CO ₂	kgCO ₂ /MWh primaire	0	18	18	18	18
Autoconsommation	%	100%	12%	6%	6%	6%
Données économiques						
Taux de rentabilité	%	8%	8%	8%	8%	9%
Investissement de référence (I _{REF})	EUR HTVA/kW	17 200	9 900	7 600	5 600	4 500
Aides à l'investissement	%	27,5%	27,5%	27,5%	22,5%	22,5%
Frais d'exploitation et de maintenance (O&M)	%I _{REF} /an	15%	14%	12%	9%	8%
Coût de l'intrant	EUR/MWh primaire de biogaz	4	35	37	37	37
Prix électricité autoconsommée	EUR/MWh _{ac}	187,06	134,57	114,80	103,15	90,13
Prix électricité injecté - Année 1	EUR/MWh _{inj}	41,64	41,64	41,64	41,64	41,64
Tarif d'injection	EUR/MWh _{inj}	2,5	2	2	2	0,25
Taux d'imposition ISOC	%	26%	26%	26%	26%	26%
Mécanisme de soutien						
Type de soutien		Soutien alternatif	Soutien alternatif	Soutien alternatif	FIP flottant _{RBT}	FIP flottant _{RBT}
PRIME E-SER	EUR/MWh				162,5	162,5

Pour les installations de la filière biogaz industrie agro-alimentaire, il est proposé de faire appel à un soutien alternatif pour les installations dont la puissance est ≤ 200 kW. Pour les installations de la classe de puissance]200 ; 1 500], le soutien est évalué à 162,5 EUR/MWh. Pour les installations de plus de 1 500 kW, le soutien est évalué à 135,76 EUR/MWh.

Filière Biogaz	Biogaz industrie agro-alimentaire					
	Classe de puissance (kW)					
] 0 ; 10]] 10 ; 200]] 200 ; 600]] 600 ; 1 500]] 1 500 ; - [
Données techniques						
Puissance de référence	kW	10	120	450	1 150	2 500
Durée de vie technico-économique	Année	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans
Durée de vie du moteur biogaz	heures	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000
Durée d'utilisation	h/an	6 500	6 500	6 500	6 800	6 800
Rendement électrique net	%	15%	26%	31%	37%	37%
Rendement thermique théorique	%	20%	25%	30%	50%	55%
Taux de valorisation de la chaleur	%	65%	65%	65%	65%	65%
Rendement chaleur net	%	13%	16%	20%	33%	36%
Facteur d'émissions de CO ₂	kgCO ₂ /MWh primaire	0	18	18	18	18
Autoconsommation	%	100%	60%	60%	50%	50%
Données économiques						
Taux de rentabilité	%	9%	9%	9%	9%	9%
Investissement de référence (I _{REF})	EUR HTVA/kW	17 200	9 900	7 600	5 600	4 500
Aides à l'investissement	%	27,5%	27,5%	27,5%	22,5%	22,5%
Frais d'exploitation et de maintenance (O&M)	% _{I_{REF}} /an	15%	14%	12%	9%	8%
Coût de l'intrant	EUR/MWh primaire de biogaz	15	13	13	11	8
Prix électricité autoconsommée	EUR/MWh _{ac}	187,06	134,57	113,03	99,86	90,13
Prix électricité injecté - Année 1	EUR/MWh _{inj}	41,64	41,64	41,64	41,64	41,64
Tarif d'injection	EUR/MWh _{inj}	2,5	2	2	2	0,25
Taux d'imposition ISOC	%	26%	26%	26%	26%	26%
Mécanisme de soutien						
Type de soutien		Soutien alternatif	Soutien alternatif	FIP flottant _{RBT}	FIP flottant _{RBT}	FIP flottant
PRIME E-SER	EUR/MWh			162,5	162,5	135,76

6.1.2.5. Filière biomasse

Pour les installations de la filière biomasse, il est proposé de faire appel à un soutien alternatif pour les installations dont la puissance est ≤ 500 kW. Pour les installations d'une puissance comprise entre 500 et 20 000 kW, le niveau du soutien est estimé dans un intervalle compris entre 35,53 et 162,5 EUR/MWh en fonction de la puissance installée. Pour les installations de plus de 20 000 kW, une procédure compétitive est envisagée.

Tableau 21 NIVEAU DE SOUTIEN – FILIÈRE BIOMASSE

Filière Biomasse	Biomasse solide bois brut					
	Classe de puissance (kW)					
] 0 ; 500]] 500 ; 2 000]] 2 000 ; 5 000]] 5 000 ; 20 000]] 20 000 ; - [
Données techniques						
Puissance de référence	kW	120	1 250	3 600	10 600	25 000
Durée de vie technico-économique	Année	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans
Durée de vie du moteur	heures	120 000	120 000	120 000	120 000	120 000
Durée d'utilisation	h/an	4 500	7 200	6 600	7 600	6 400
Rendement électrique net	%	13%	14%	19%	21%	10%
Rendement thermique théorique	%	30%	35%	40%	42%	42%
Taux de valorisation de la chaleur	%	45%	60%	65%	65%	65%
Rendement chaleur net	%	13,5%	21,0%	26,0%	27,3%	27,3%
Facteur d'émissions de CO ₂	kgCO ₂ /MWh primaire	0	18	18	18	18
Autoconsommation	%	50%	50%	20%	10%	0%
Données économiques						
Taux de rentabilité	%	9%	9%	9%	9%	9%
Investissement de référence (I _{REF})	EUR HTVA/kW	7 000	6 000	4 350	4 250	4 070
Aides à l'investissement	%	30%	20%	10%	0%	0%
Frais d'exploitation et de maintenance (O&M)	% _{I_{REF}} /an	12%	12%	8%	6%	6%
Coût de l'intrant	EUR/MWh primaire	12	11	10	6	6
Prix électricité autoconsommée	EUR/MWh _{ac}	134,57	98,77	85,90	74,49	-
Prix électricité injecté - Année 1	EUR/MWh _{inj}	41,64	41,64	41,64	41,64	41,64
Tarif d'injection	EUR/MWh _{inj}	2	0,25	0,25	0,25	0,25
Taux d'imposition ISOC	%	26%	26%	26%	26%	26%
Mécanisme de soutien						
Type de soutien		Soutien alternatif	FIP flottant _{RBT}	FIP flottant _{RBT}	FIP flottant _{RBT}	FIP flottant _{RBT}
PRIME E-SER	EUR/MWh		162,5	111,2	71,28	Procédure compétitive

Filière Biomasse		Biomasse solide bois traité				
		Classe de puissance (kW)				
] 0 ; 500]] 500 ; 2 000]] 2 000 ; 5 000]] 5 000 ; 20 000]] 20 000 ; - [
Données techniques						
Puissance de référence	kW	120	1 250	3 600	10 600	25 000
Durée de vie technico-économique	Année	20 ans				
Durée de vie du moteur	heures	120 000	120 000	120 000	120 000	120 000
Durée d'utilisation	h/an	4 500	7 200	6 600	7 600	6 400
Rendement électrique net	%	13%	14%	19%	21%	10%
Rendement thermique théorique	%	30%	35%	40%	42%	42%
Taux de valorisation de la chaleur	%	45%	60%	65%	65%	65%
Rendement chaleur net	%	13,5%	21,0%	26,0%	27,3%	27,3%
Facteur d'émissions de CO ₂	kgCO ₂ /MWh primaire	0	18	18	18	18
Autoconsommation	%	50%	50%	20%	10%	0%
Données économiques						
Taux de rentabilité	%	9%	9%	9%	9%	9%
Investissement de référence (I _{REF})	EUR HTVA/kW	9 000	7 500	5 350	4 750	4 570
Aides à l'investissement	%	30%	20%	10%	0%	0%
Frais d'exploitation et de maintenance (O&M)	%I _{REF} /an	12%	12%	8%	6%	6%
Coût de l'intrant	EUR/MWh primaire	1	1	0	-3	-3
Prix électricité autoconsommée	EUR/MWh _{ac}	134,57	98,77	85,90	74,49	-
Prix électricité injecté - Année 1	EUR/MWh _{inj}	41,64	41,64	41,64	41,64	41,64
Tarif d'injection	EUR/MWh _{inj}	2	0,25	0,25	0,25	0,25
Taux d'imposition ISOC	%	26%	26%	26%	26%	26%
Mécanisme de soutien						
Type de soutien		Soutien alternatif	FIP flottant _{RBT}	FIP flottant _{RBT}	FIP flottant _{RBT}	FIP flottant _{RBT}
PRIME E-SER	EUR/MWh		158,62	84,72	35,53	Procédure compétitive

6.1.2.6. Filière cogénération fossile

Pour les installations de la filière cogénération fossile, il est proposé de faire appel à un soutien alternatif pour les petites installations dont la puissance est ≤ 10 kW. Pour les installations de plus de 10 kW, le niveau du soutien est estimé dans un intervalle compris entre 1,41 et 127,63 EUR/MWh en fonction de la puissance installée.

Tableau 22 NIVEAU DE SOUTIEN – FILIÈRE COGÉNÉRATION FOSSILE

Filière Cogénération fossile		Cogénération fossile				
		Classe de puissance (kW)				
] 0 ; 10]] 10 ; 500]] 500 ; 1 000]] 1 000 ; 5 000]] 5 000 ; - [
Données techniques						
Puissance de référence	kW	6	150	800	2 500	20 000
Durée de vie technico-économique	Année	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans
Durée de vie du moteur	heures	60 000	60 000	80 000	80 000	80 000
Durée d'utilisation	h/an	5 000	5 000	5 000	5 500	6 500
Rendement électrique net	%	25%	30%	35%	35%	20%
Rendement thermique théorique	%	60%	55%	55%	55%	65%
Taux de valorisation de la chaleur	%	90%	90%	80%	80%	100%
Rendement chaleur net	%	54%	49,5%	44%	44%	65%
Facteur d'émissions de CO ₂	kgCO ₂ /MWh primaire	251	251	251	251	251
Autoconsommation	%	95%	95%	95%	95%	95%
Données économiques						
Taux de rentabilité	%	9%	9%	9%	9%	9%
Investissement de référence (I _{REF})	EUR HTVA/kW	7 300	2 600	1 200	800	660
Aides à l'investissement	%	25%	20%	20%	0%	0%
Frais d'exploitation et de maintenance (O&M)	%I _{REF} /an	25%	25%	25%	25%	25%
Coût de l'intrant	EUR/MWh primaire	45,25	28,45	28,45	22,70	20,49
Prix électricité autoconsommée	EUR/MWh _{ac}	199,85	130,67	104,76	90,13	68,50
Prix électricité injecté - Année 1	EUR/MWh _{inj}	41,64	41,64	41,64	41,64	41,64
Tarif d'injection	EUR/MWh _{inj}	2,5	2	0,25	0,25	0,25
Taux d'imposition ISOC	%	26%	26%	26%	26%	26%
Mécanisme de soutien						
Type de soutien		Soutien alternatif	FIP flottant _{RBT}	FIP flottant _{RBT}	FIP flottant _{RBT}	FIP flottant _{RBT}
PRIME E-SER	EUR/MWh		127,63	29,41	1,41	2,63

6.2. Trajectoires de production

Afin d'atteindre les objectifs de production E-SER 2030 fixés par le Gouvernement wallon en 2015, il convient de déterminer la part de la production E-SER relative aux sites bénéficiant du système de soutien CV et à ceux bénéficiant du nouveau régime prime E-SER.

La première partie de cette section se concentre sur la production estimée des sites bénéficiant du régime des CV. Sur base de cette production estimée, la production additionnelle nécessaire pour atteindre les 9 181 GWh en 2030 est ensuite répartie entre les différentes filières au sein du système de prime E-SER.

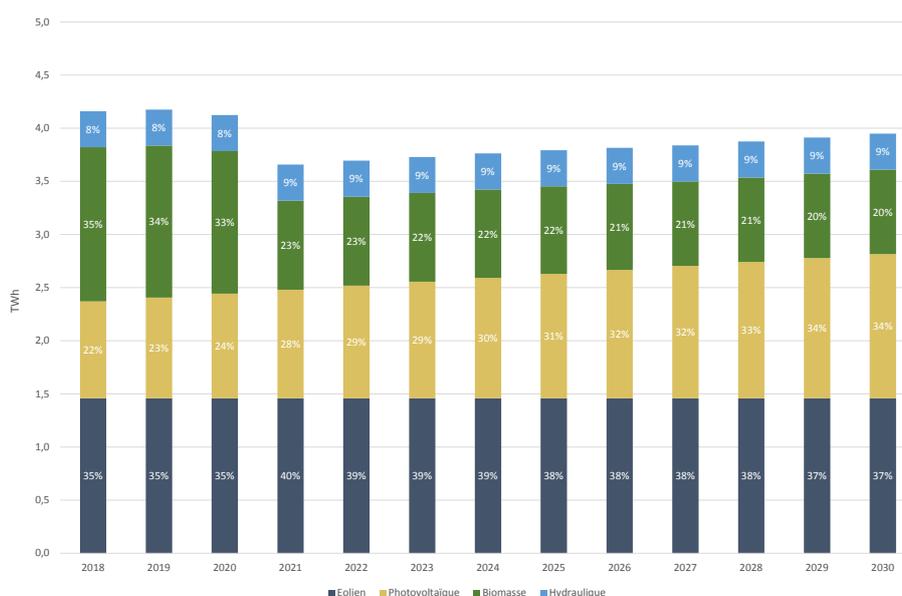
Il est à noter que ces objectifs de production sont actuellement en cours de révision par le Gouvernement wallon dans le cadre du Plan Air Climat Énergie 2030 pour la Wallonie (PACE), lequel sera ensuite intégré au Plan National Énergie-Climat 2030 (PNEC), afin d'aboutir à une proposition de plan stratégique Énergie-Climat belge à soumettre à la Commission européenne. Ce plan est établi en suivant les orientations données par le « Clean Energy Package » élaboré par la Commission européenne en vue d'atteindre les objectifs fixés à l'horizon 2030. Une fois ces objectifs de production fixés par le Gouvernement wallon, la présente proposition devra être actualisée.

6.2.1. Sites bénéficiant du système de CV

6.2.1.1. Sites non soumis au régime k_{ECO}

Les hypothèses de production des sites non soumis au régime k_{ECO} sont identiques à celles exposées au point 2.1.1. *Production des sites non soumis au régime k_{ECO} .*

GRAPHIQUE 45 PROJECTION DE LA PRODUCTION E-SER SUR BASE DES SITES NON- k_{ECO}

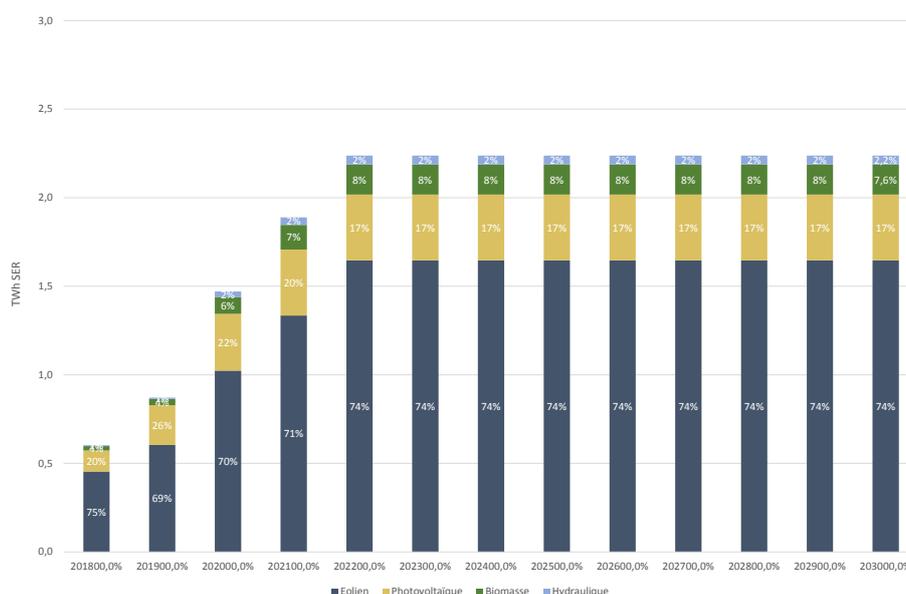


Tel qu'illustré ci-dessus, la production des sites non soumis au régime k_{ECO} est estimée à près de **3 950 GWh à l'horizon 2030**. La part de l'électricité de type « *baseload* » (représentée par les filières biomasse et hydraulique) est évaluée à moins de 30 %.

6.2.1.2. Sites soumis au régime k_{ECO}

La production des sites soumis au régime k_{ECO} est estimée sur base de la consommation réelle des enveloppes sur la période 2014-2017 (cf. *Tableau 3 État de la consommation des enveloppes sur la période 2014-2017*) et d'une consommation des enveloppes de 100 % sur la période 2018-2020 (cf. *Tableau 4 Enveloppes de CV pour la période 2018-2024*).

GRAPHIQUE 46 PROJECTION DE LA PRODUCTION E-SER PAR FILIÈRE DES SITES k_{ECO}



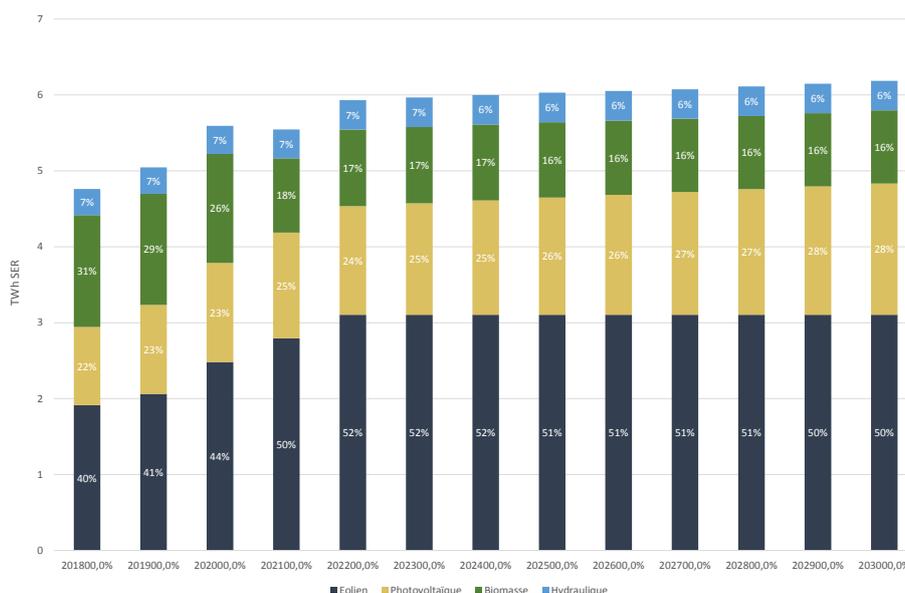
Tel qu'illustré sur le graphique ci-dessus, la production des sites soumis au régime k_{ECO} est estimée à près de **2 240 GWh à l'horizon 2030**. La part de l'électricité de type « *baseload* » (représentée par les filières biomasse et hydraulique) est évaluée à seulement 10 %.

6.2.1.3. Ensemble des sites bénéficiant du système des CV

La production des sites relatifs au mécanisme des CV est estimée à près de **6 190 GWh à l'horizon 2030**. La part de l'électricité de type « *baseload* » (représentée par les filières biomasse et hydraulique) est évaluée à environ 22 %.

Sur base de cette estimation, la CWaPE conclut que l'objectif E-SER 2030 défini par le Gouvernement ne peut pas être atteint sur base des installations actuelles et que de nouvelles installations de production d'électricité verte doivent être développées.

GRAPHIQUE 47 PROJECTION DE LA PRODUCTION E-SER DES SITES BÉNÉFICIAIRE DU SYSTÈME DES CV



6.2.2. Objectif E-SER 2030 ventilé par filière

Pour déterminer les objectifs par filière en vue d'atteindre le productible de 9 181 GWh à l'horizon 2030, la CWaPE s'est inspirée :

- de l'étude *Cap Gemini* de 2014 ayant notamment permis de déterminer les enveloppes de CV pour la période 2014-2024 ;
- de l'étude sur le potentiel de production E-SER à l'horizon 2030 réalisée par la Fédération des énergies renouvelables (EDORA) (cf. *Tableau 12 Potentiel de production électrique renouvelable à l'horizon 2030*) ;
- des réflexions menées avec le secteur ;
- et enfin de l'historique de production du parc wallon.

Le tableau ci-dessous résume les objectifs à atteindre, définis par le Gouvernement wallon, par filière à l'horizon 2030 :

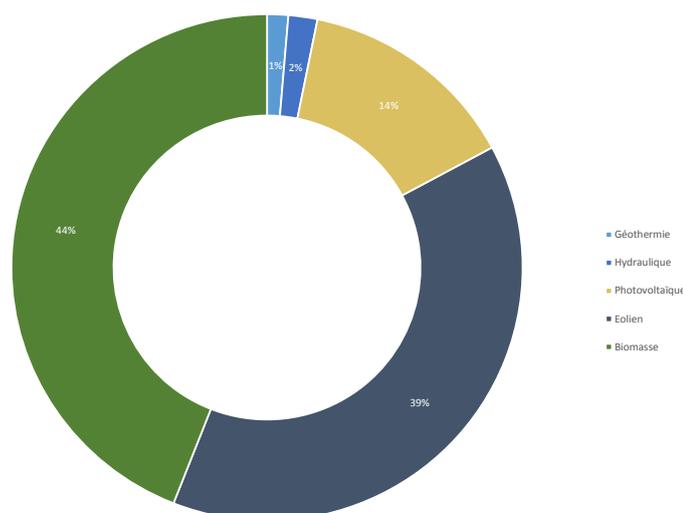
Tableau 23 OBJECTIFS E-SER 2030 VENTILÉ PAR FILIÈRE

Filière	E-SER	E-CHP	E-Totale (verte)
Photovoltaïque	2 147	-	2 147
Eolien	4 267	-	4 267
Hydraulique	444	-	444
Géothermie	40	-	40
Biogaz	354	27	381
Biomasse	1 028	77	1 105
Biomasse > 20 MW	900	68	968
Cogénération fossile	-	1 637	1 637
Total	9 181	1 809	10 990

Compte tenu de la projection de production des sites bénéficiant du système des CV, évaluée à près de **6 190 GWh** à l'horizon 2030, l'effort supplémentaire à produire afin d'atteindre l'objectif 2030 s'élève donc à plus de **2 990 GWh**.

La contribution de chaque filière à l'objectif E-SER 2030 est reprise dans le graphique ci-dessous. La part de l'électricité de type « *baseload* » (représentée par les filières biomasse et hydraulique) est estimée à environ 46 %.

GRAPHIQUE 48 RÉPARTITION DE L'EFFORT PAR FILIÈRE



6.2.3. Sites entrant dans le système de PRIME E-SER

L'apport E-SER nécessaire en vue d'atteindre l'objectif fixé par le Gouvernement wallon à l'horizon 2030 est traduit dans le tableau ci-dessous. Le tableau reprend le volume de production additionnel nécessaire (en GWh) par filière.

Un délai moyen entre la date de réservation et la date de mise en service de l'installation est considéré. Il en est de même pour les GWh additionnels présentés dans le tableau ci-dessous. Ce délai est supposé être égal à 1 an pour la filière photovoltaïque > 10 kW et à 2 ans pour les autres filières.

Tableau 24 GWh ADDITIONNELS PAR FILIÈRE

Filière	GWh additionnel									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Photovoltaïque > 10 kW	47	47	47	47	47	47	47	47	47	0
Eolien	145	145	145	145	145	145	145	145	0	0
Hydraulique	7	7	7	7	7	7	7	7	0	0
Géothermie	5	5	5	5	5	5	5	5	0	0
Biogaz	20	20	20	20	20	20	20	20	0	0
Biomasse	32	32	32	32	32	32	32	32	0	0
Biomasse > 20 MW	900	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cogénération fossile	52	52	52	52	52	52	52	52	0	0

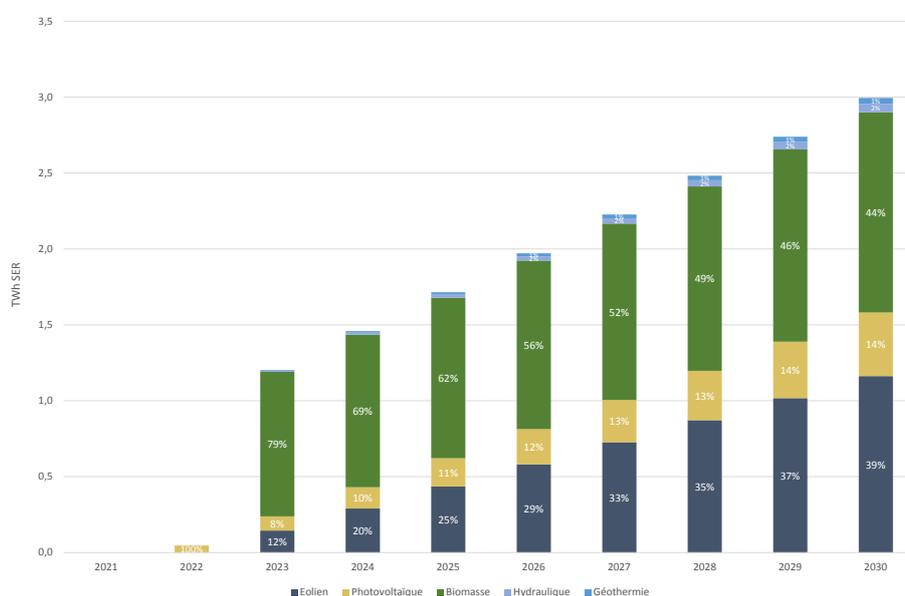
Les GWh additionnels alloués aux unités de biomasse > 20 MW sont motivés par la nécessité, identifiée par la CWaPE, d'augmenter la part de l'E-SER de type « *baseload* » dans le mix E-SER à l'horizon 2030.

La production d'électricité supplémentaire réservée/an allouée aux unités de biomasse > 20 MW à l'annexe 4 de l'AGW du 30 novembre 2006 prévoit 1 344 GWh. La CWaPE, sur base de l'étude sur le potentiel de production E-SER à l'horizon 2030 réalisée par EDORA (*voir supra*), ramène cette contribution à 900 GWh/an (soit deux tiers de ce qui est prévu actuellement dans l'AGW).

Si le Gouvernement ne souhaite pas suivre cette option, il est alors nécessaire de répartir ces 900 GWh annuels entre les différentes filières de son choix en tenant compte, notamment, des coûts induits identifiés *supra* s'il alloue principalement ce volume à des filières de production intermittente.

L'évolution de la production E-SER complémentaire nécessaire est reprise ci-dessous.

GRAPHIQUE 49 PROJECTION DE LA PRODUCTION E-SER DES SITES PRIME E-SER

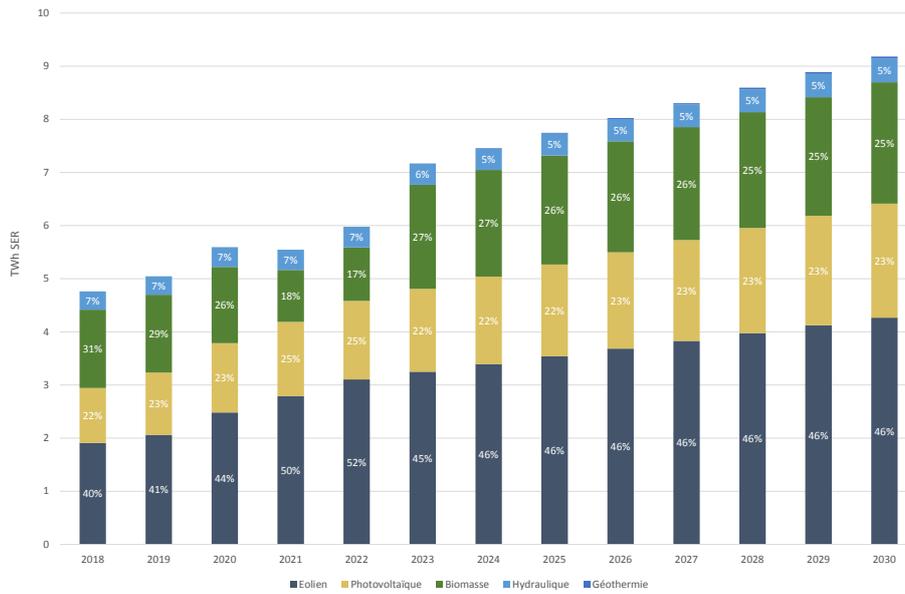


La production des sites entrant dans le régime de prime E-SER proposé par la CWaPE est estimée à plus de **2 990 GWh à l'horizon 2030** et permet d'atteindre 9 181 GWh en 2030.

6.2.4. Ensemble des sites de production

Sur base des projections de production établies pour les sites CV (sites non soumis au régime k_{ECO} et soumis au régime k_{ECO}) et les sites prime E-SER, les projections de production E-SER pour l'ensemble du parc wallon à l'horizon 2030 sont représentées dans le graphique ci-dessous.

GRAPHIQUE 50 PROJECTION DE LA PRODUCTION E-SER DE L'ENSEMBLE DES SITES DE PRODUCTION

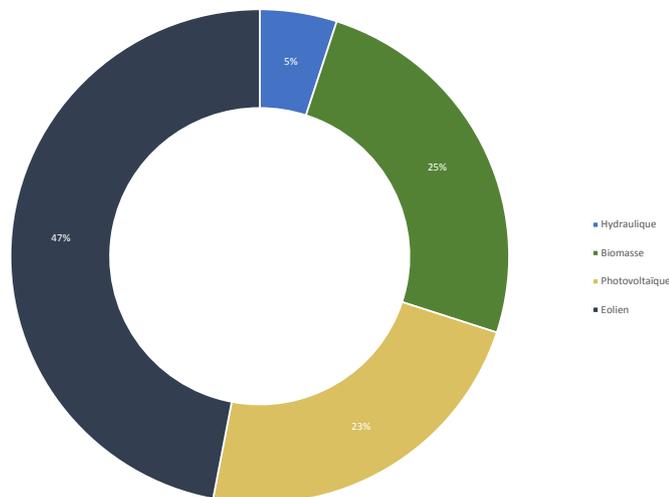


La baisse de production constatée en 2021 est due à l'arrêt définitif de la centrale des *Awirs*. Quant au bond observé en 2023, il s'agit de la première année de production de la centrale biomasse de plus de 20 MW dont l'apport en production est estimé à 900 GWh par an.

6.3. Mix E-SER à l'horizon 2030

La proposition de répartition de la production complémentaire par filière proposée par la CWaPE au point 6.2.2 en vue d'atteindre l'objectif E-SER 2030, permet d'augmenter la part E-SER de type « *baseload* » comparée aux prévisions établies sur base de la législation actuelle et de l'abandon de la procédure d'appel d'offres relative au projet de centrale biomasse de plus de 20 MW (cf. *Graphique 25 Mix E-SER à l'horizon 2030*).

GRAPHIQUE 51 MIX E-SER À L'HORIZON 2030



Elle permet en effet d'augmenter de près de 10 points de pourcentage la part E-SER de type « *baseload* » dans le mix E-SER wallon, ce qui n'est pas négligeable.

6.4. Trajectoires de coût

Sur base des hypothèses de production reprises au point 6.2, le coût annuel du déploiement de la production d'électricité verte peut être évalué de même que le coût cumulé à l'horizon 2030.

Une distinction du coût est établie sur base du type de mécanisme de soutien et du régime appliqué.

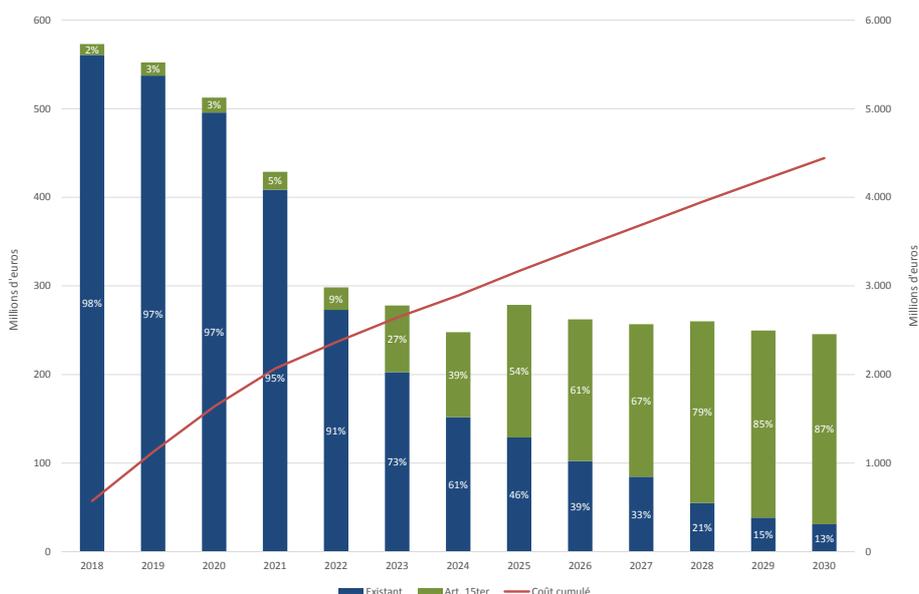
6.4.1. Sites bénéficiant du régime de soutien CV

6.4.1.1. Sites non soumis au régime k_{ECO}

Cette section expose la projection du coût annuel des installations non soumises au régime k_{ECO} , en considérant que celles-ci bénéficieront de l'attribution d'une nouvelle période d'octroi de CV à l'expiration de la première période d'octroi, à l'exception des installations de la filière photovoltaïque.

Le taux d'octroi considéré pour la nouvelle période de soutien, pour les installations qui feraient l'objet d'une prolongation de la période de soutien, est supposé être égal au taux appliqué antérieurement pour les installations avec combustible, 30 % du taux appliqué antérieurement pour la filière éolienne et 50 % pour la filière hydraulique (cf. 7.1.3. *Sites en fin de période d'octroi et modifications significatives*).

GRAPHIQUE 52 PROJECTION DU COÛT DES SITES NON- k_{ECO}

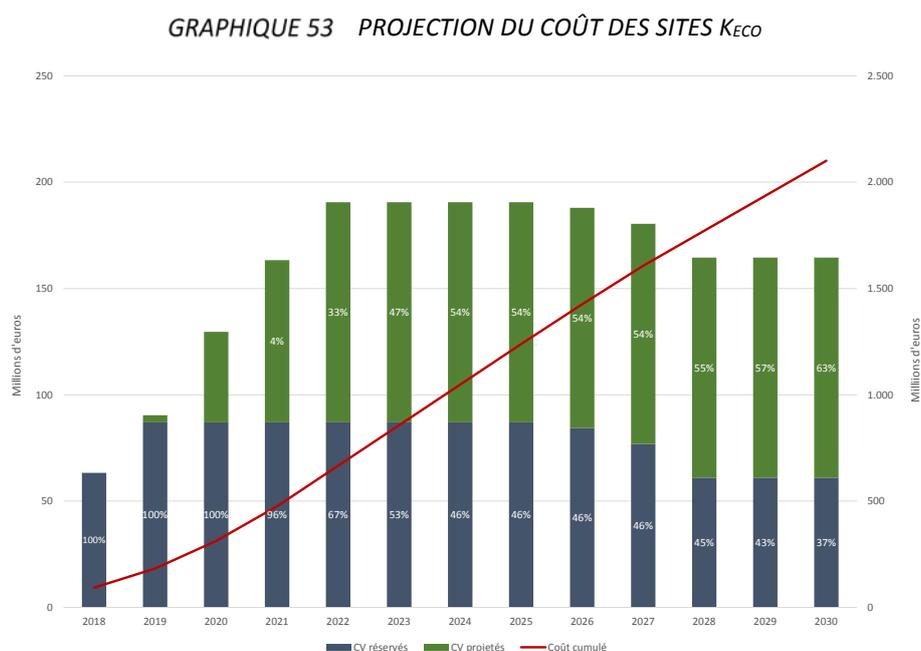


On constate que le coût annuel baisse progressivement et de manière significative en 2021 et 2022 du fait de l'arrêt de la centrale des *Awirs* et de la fin de l'octroi des CV aux installations SOLWATT (selon la législation actuelle en vigueur qui prévoit une période d'octroi de 10 ans).

Sur la période 2025-2030, le coût annuel moyen est de l'ordre de **260 millions d'EUR**. Quant au coût cumulé sur la période 2018-2030, il s'élève à plus de **4,4 milliards d'EUR**.

6.4.1.2. Sites soumis au régime k_{ECO}

Le coût annuel relatif aux installations soumises au régime k_{ECO} , compte tenu de la consommation réelle des enveloppes sur la période 2014-2017 et d'une hypothèse de consommation de 100 % des enveloppes sur la période 2018-2020, est exposé dans le graphique ci-dessous :



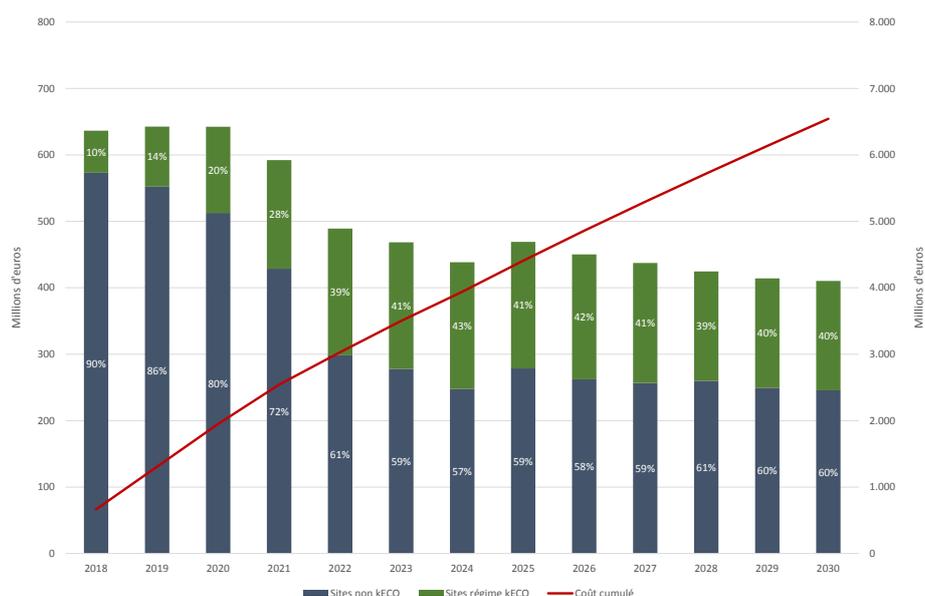
Sur la période 2025-2030, le coût annuel moyen est de l'ordre de **170 millions d'EUR**. Le coût cumulé, pour les sites soumis au régime k_{ECO} , sur la période 2018-2030 s'élève à plus de **2,1 milliards d'EUR**.

6.4.1.3. Ensemble des sites bénéficiant du système des CV

Lorsque l'on tient compte de l'ensemble des sites bénéficiant du système de CV, on constate que le coût annuel baisse progressivement et de manière significative en 2021 et 2022 du fait de l'arrêt de la centrale des *Awirs* et de la fin de l'octroi de CV aux installations SOLWATT (selon la législation actuellement en vigueur qui prévoit un octroi de 10 ans).

Sur la période 2025-2030, le coût annuel moyen est de l'ordre de **435 millions d'EUR**. Quant au coût cumulé sur la période 2018-2030, il s'élève à plus de **6,5 milliards d'EUR**.

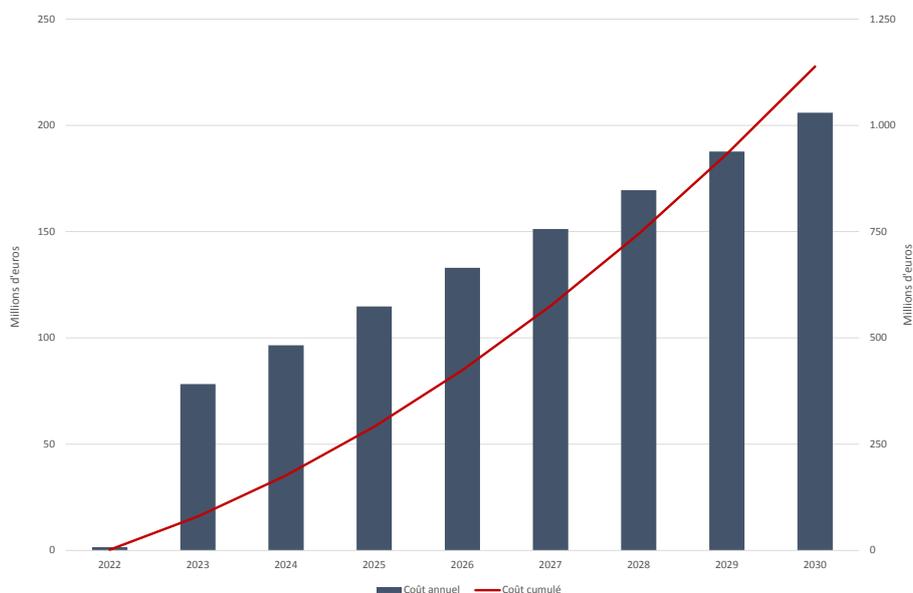
GRAPHIQUE 54 PROJECTION DU COÛT DES SITES RELATIFS AU MÉCANISME DES CV



6.4.2. Sites bénéficiant du système de PRIME E-SER

La projection du coût annuel des installations de production d'électricité verte relatives au nouveau mécanisme est établie sur base des objectifs fixés par filière (cf. *Tableau 24 GWh additionnels par filière*) d'une part, et des niveaux de soutien établis par filière et par classe de puissance (cf. 6.1.2. *Résultats*) d'autre part.

GRAPHIQUE 55 PROJECTION DU COÛT DES SITES PRIME E-SER



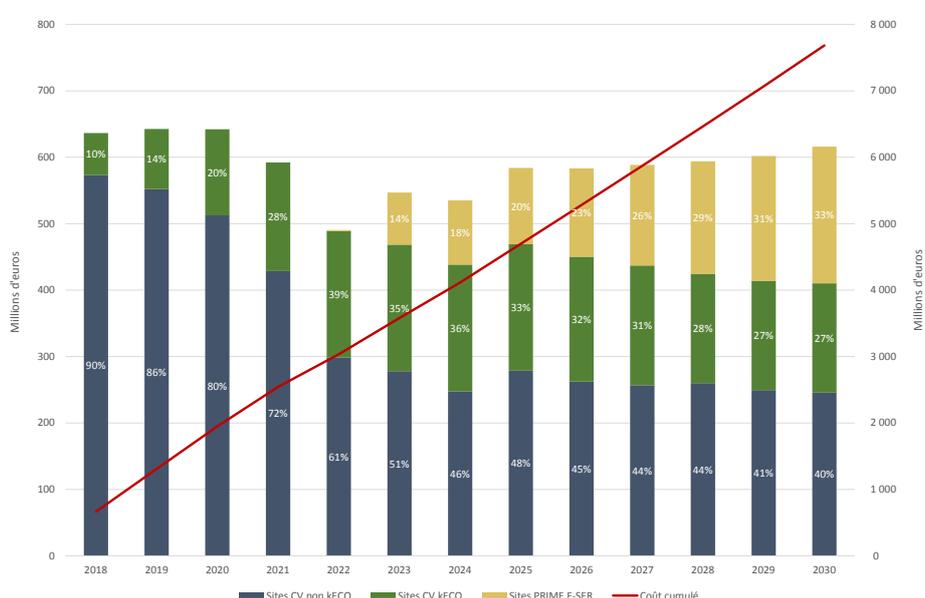
Le coût cumulé, pour les sites soumis au régime de PRIME E-SER, pour la période 2021-2030 s'élève à plus de **1,1 milliards d'EUR**.

À noter que si le Gouvernement souhaite s'écarter des objectifs par filière proposés par la CWaPE, et consacrer les 900 GWh annuels alloués aux unités de biomasse > 20 MW aux filières photovoltaïque ou éolienne, le coût cumulé à l'horizon 2030 sera moindre étant donné les niveaux de soutien plus faibles accordés à ces filières. Néanmoins, cette décision aurait pour conséquence d'augmenter davantage la part intermittente de l'E-SER dans le mix E-SER à l'horizon 2030 et par conséquent les coûts liés à l'intégration de cette production renouvelable au réseau et au marché, tels que brièvement développés au point 4.1.4.

6.4.3. Ensemble des sites de production

Le coût annuel moyen sur la période 2021-2030 pour l'ensemble des sites de production (non- k_{ECO} , k_{ECO} et prime E-SER) à maintenir et développer pour atteindre l'objectif de 9 181 GWh en 2030 s'élève à plus de 573 millions d'EUR.

GRAPHIQUE 56 PROJECTION DU COÛT DE L'ENSEMBLE DES SITES DE PRODUCTION



Le coût cumulé sur la période 2018-2030 s'élève à plus de **7,6 milliards d'EUR**.

6.5. Financement

Dans la proposition de la CWaPE, présentée au Chapitre 5, le financement du soutien à la production d'électricité verte, hors soutien alternatif, est assuré par l'OSP E-SER répercutée sur la facture des consommateurs finals d'électricité et perçue par les fournisseurs d'électricité.

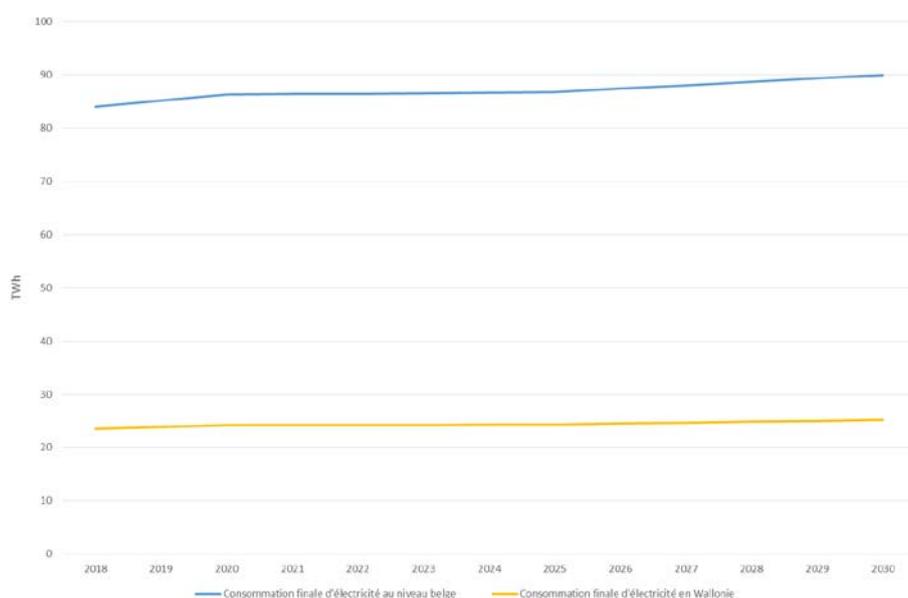
6.5.1. Détermination de la fourniture d'électricité soumise à l'OSP E-SER

Pour mener à bien son analyse, la CWaPE se base sur les prévisions les plus récentes en matière de consommation d'électricité. Le Bureau Fédéral du Plan a publié, en octobre 2017, un document intitulé « Le paysage énergétique belge à l'horizon 2050 – Perspectives à politique inchangée ». Ce document

définit le scénario⁴⁹ de référence décrivant l'évolution, à politique inchangée, du système énergétique et des émissions de gaz à effet de serre de la Belgique d'ici 2050. Pour son analyse, la CWaPE a décidé d'appliquer, à la Wallonie, les tendances belges de ce scénario REF⁵⁰ du Bureau Fédéral du Plan, qui correspond à un scénario « *Business as Usual* ».

Sur base des années 2014 à 2017, la consommation finale d'électricité en Wallonie représente en moyenne 28 % de la consommation d'électricité en Belgique. En considérant la même proportion pour les années futures, ce chiffre amène aux projections suivantes :

GRAPHIQUE 57 ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION FINALE D'ÉLECTRICITÉ AU NIVEAU BELGE ET EN WALLONIE



Selon les quantités mesurées, reconstituées et projetées par la CWaPE, la consommation d'électricité sur le territoire wallon s'établit à plus de 24 TWh en 2017. Pour la suite du document, la CWaPE se base donc sur une consommation d'électricité de plus de 24 TWh en 2017 qui augmente légèrement de manière linéaire jusqu'en 2030 pour atteindre un peu plus de 25 TWh.

Afin d'obtenir la fourniture à des tiers, il est nécessaire de déduire de la consommation finale d'électricité, l'autoconsommation des clients finals bénéficiant d'une production propre d'électricité. Pour ce faire, à partir des statistiques historiques du parc de production wallon, la CWaPE a déterminé des taux d'autoconsommation par filière afin de les appliquer aux données de projection de production d'électricité verte à l'horizon 2030.

⁴⁹ Ce scénario a par ailleurs été décliné en 3 scénarios compatibles avec le cadre européen Energie-Climat 2030 dans le working paper « Insights in a clean energy future for Belgium – Impact assessment of the 2030 Climate & Energy Framework » publié en mai 2018 par le Bureau Fédéral du Plan.

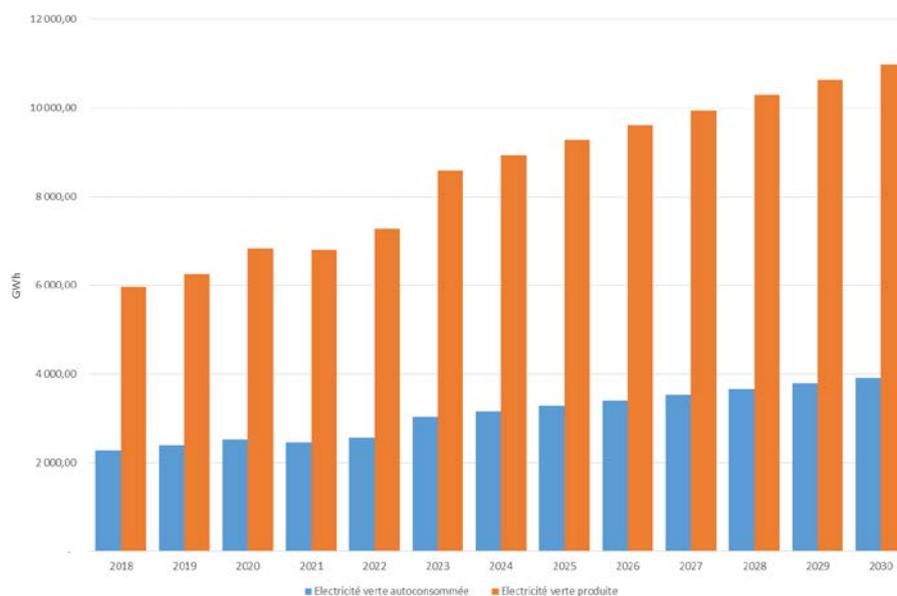
⁵⁰ Le scénario REF du Bureau Fédéral du Plan est établi sur base des politiques actuelles en matière de climat, d'énergie et de transport. À noter que l'électrification du parc automobile est incluse dans le scénario avec une hypothèse de 6 % du parc automobile à l'horizon 2030.

Tableau 25 TAUX D'AUTOCONSOMMATION PAR FILIÈRE

Filière de production d'électricité verte	Taux d'autoconsommation
Photovoltaïque	78%
Éolien	1%
Hydraulique	7%
Géothermie	0%
Biomasse	35%
Cogénération fossile	80%

À partir de ces hypothèses, le volume d'électricité verte autoconsommée passerait de 2,28 TWh en 2018 à 3,92 TWh en 2030, soit une évolution de la part de production d'électricité verte autoconsommée de 38,20 % à 35,65 %. Cette baisse s'explique par l'augmentation de la production d'électricité verte d'origine éolienne dans le mix E-SER à l'horizon 2030 et l'injection totale de cette électricité dans les réseaux d'électricité.

GRAPHIQUE 58 PRODUCTION ET AUTOCONSOMMATION E-SER À L'HORIZON 2030



En déduisant l'autoconsommation de la consommation finale d'électricité, on obtient la fourniture à des tiers en Région wallonne. C'est cette fourniture qui est théoriquement soumise à l'OSP E-SER, sans tenir compte des exonérations et des réductions actuellement en vigueur.

Tableau 26 FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ À L'HORIZON 2030

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Consommation finale d'électricité (TWh)	23,55	23,86	24,16	24,19	24,22	24,25	24,28	24,30	24,48	24,66	24,84	25,02	25,20
Autoconsommation (TWh)	-2,28	-2,39	-2,52	-2,45	-2,57	-3,03	-3,16	-3,29	-3,41	-3,53	-3,66	-3,79	-3,92
Fourniture d'électricité (TWh)	21,27	21,47	21,64	21,74	21,65	21,22	21,12	21,02	21,07	21,13	21,18	21,23	21,28

À l'instar des réductions liées à l'OSP quota de CV, détaillées au point 1.4 Modes de financement et au point 5.5.2 Réductions applicables à l'OSP E-SER en fonction des publics-cibles, la CWaPE considère que les volumes d'électricité suivants doivent bénéficier d'une exonération sur l'OSP E-SER finançant le

nouveau mécanisme E-SER, conformément à la législation actuellement en vigueur concernant les quotas de CV :

- l'électricité fournie aux clients protégés exclusivement régionaux : prise en compte d'un volume constant entre 2018 et 2030 de 0,06 TWh, tel qu'observé en 2017 ;
- l'électricité destinée à l'usage propre des fournisseurs pour les opérations de pompage-turbinage pour les centrales de Coe et de la Plate Taille : volume identique au volume de l'année 2017, soit 1,6 TWh ;
- l'électricité fournie en lignes directes vertes : dans l'avant-projet de décret-programme, adopté en 1^{ère} lecture par le Gouvernement wallon le 21 décembre 2017, par l'ajout d'un alinéa à l'article 39 §1^{er} du décret électricité, le Gouvernement marque sa volonté d'exonérer la fourniture en ligne directe de l'OSP quota de CV. La CWaPE prend donc l'hypothèse que le volume fourni en ligne directe verte sera exonéré de l'OSP E-SER. Le volume fourni en ligne directe en 2017 est de 20 GWh. La CWaPE préfère néanmoins se baser, à partir de 2019, sur l'hypothèse de fourniture en ligne directe verte établie dans le cadre de son avis CD-15h26-CWaPE-1510 du 28 août 2015 sur « le 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, tel que modifié par les arrêtés du 20 février 2014 et du 3 avril 2014 », fixant le volume fourni en ligne directe à 555 GWh, dans l'hypothèse où le Gouvernement wallon ne fixe pas de volume maximum exonéré. En effet, il est acceptable de considérer que les projets prévoyant une fourniture en ligne directe connaissent une recrudescence dès lors que cette fourniture est exonérée de l'OSP quota CV puis E-SER.

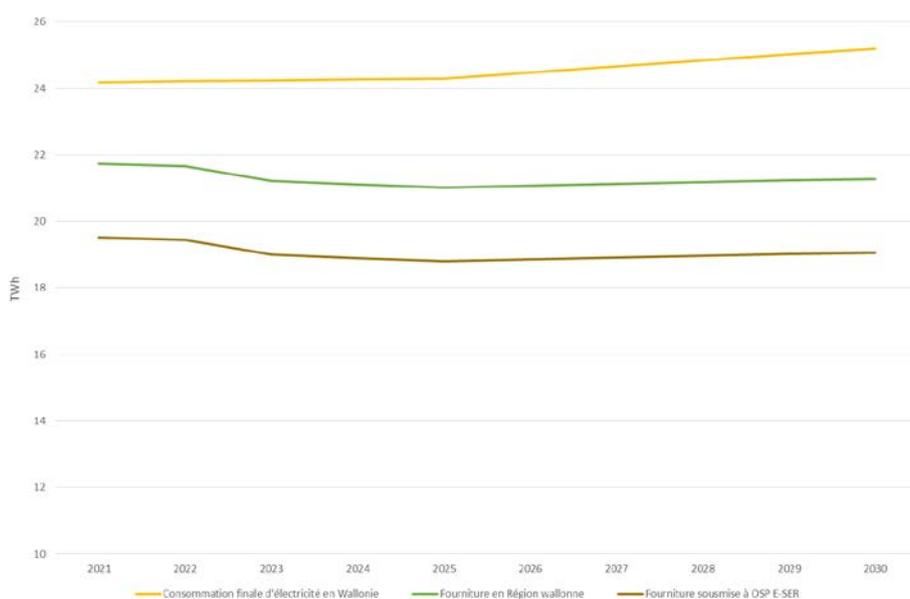
En déduisant les volumes exonérés définis *supra* de la fourniture à des tiers, on obtient la fourniture d'électricité soumise à l'OSP E-SER. Le tableau ci-dessous reprend l'évolution de cette fourniture à l'horizon 2030, avec comme point de départ l'année de basculement dans le nouveau mécanisme, à savoir 2021 :

Tableau 27 FOURNITURE SOUMISE À OSP E-SER À L'HORIZON 2030

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Fourniture d'électricité (TWh)	21,74	21,65	21,22	21,12	21,02	21,07	21,13	21,18	21,23	21,28
Fourniture aux clients protégés régionaux (TWh)	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06
Energie absorbée par opération de pompage (TWh)	-1,60	-1,60	-1,60	-1,60	-1,60	-1,60	-1,60	-1,60	-1,60	-1,60
Fourniture en lignes directes vertes (TWh)	-0,56	-0,56	-0,56	-0,56	-0,56	-0,56	-0,56	-0,56	-0,56	-0,56
Fourniture soumise à OSP E-SER (TWh)	19,52	19,44	19,00	18,90	18,80	18,86	18,92	18,97	19,02	19,07

Les différentes hypothèses définies amènent à une fourniture soumise à l'OSP E-SER dont le niveau oscille entre 18,79 TWh et 19,52 TWh sur la période s'étendant de 2021 à 2030.

GRAPHIQUE 59 PRÉVISIONS DE CONSOMMATION ET DE FOURNITURE À L'HORIZON 2030



6.5.2. Détermination du niveau de l'OSP E-SER

La méthodologie définie par la CWaPE pour l'évaluation de l'OSP E-SER consiste à prendre en compte :

- le coût du soutien accordé aux producteurs d'électricité verte (mécanisme des CV et nouveau mécanisme) auquel s'ajoutent les coûts historiques associés au mécanisme des CV (comme notamment le retour, sur le marché, des CV mis en réserve et des CV temporisés, ou encore le stock de CV au 31 décembre 2020) ;
- le financement du mécanisme via l'OSP E-SER.

La CWaPE souhaite également attirer l'attention sur le fait que les développements réalisés dans cette section concernent le soutien à la production envisagé dans le nouveau régime de prime E-SER directement proportionnelle à la production d'électricité verte et, par conséquent, n'intègrent pas le financement du soutien alternatif tel que proposé pour certaines sous-filières (voir *supra*).

6.5.2.1. Soutien à la production d'électricité verte

Tel que développé au point 6.4 *Trajectoires de coût*, le soutien à la production d'électricité verte **pour les années 2021 à 2030 représente plus de 5,7 milliards d'EUR**. La répartition annuelle du soutien est la suivante :

Tableau 28 COÛT DU SOUTIEN À LA PRODUCTION DANS LE MÉCANISME E-SER

Soutien à la production	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Millions d'EUR	592	491	547	535	584	583	588	594	602	616

Les montants globaux figurant dans le tableau ci-dessus comprennent le coût lié aux installations non soumises au régime k_{ECO} , à celles soumises au régime k_{ECO} et à celles bénéficiant de la prime E-SER.

6.5.2.2. Coûts historiques associés au mécanisme des CV

Dans sa proposition d'OSP E-SER, la CWaPE prend en compte l'ensemble des éléments de coût en lien avec le soutien « historique » (c'est-à-dire avant l'entrée en vigueur du mécanisme E-SER) et octroyé via le régime des CV. Ces éléments de coût sont les suivants :

- sortie des CV mis en réserve et temporisés : dans cette évaluation, la CWaPE prévoit le financement des CV qui doivent être remis sur le marché suite aux opérations de mise en réserve et de temporisation réalisées ou encore à réaliser d'ici au 1^{er} janvier 2021. En effet, sur base des prévisions, la CWaPE estime que plus de 4,5 millions de CV devront encore être temporisés au cours des années 2018, 2019 et 2020 si aucune mesure n'est prise (voir section 7.3.1. *Gestion de l'excédent de CV sur le marché*) et qu'il convient d'éviter de reporter à plus tard la répercussion de ces coûts sur les consommateurs finals d'électricité.
- stock de CV : il est nécessaire que le stock de CV détenus par les producteurs, les intermédiaires, les cessionnaires, les fournisseurs et les GRD et restant sur les comptes des acteurs puisse être valorisé après le basculement dans le nouveau mécanisme. Selon les estimations de la CWaPE, ce stock s'élèvera à un peu moins de 150 millions d'EUR au 31 décembre 2020. Dans ses projections, la CWaPE prévoit que le paiement du stock se fera sur les 3 années qui suivent le basculement dans le mécanisme E-SER, via un financement par l'OSP E-SER.
- second terme de la surcharge : le second terme de la surcharge CV wallons, repris à l'article 42bis §1^{er} du décret électricité, destiné à couvrir les charges financières et les frais administratifs associés résultant de l'opération de mise en réserve de CV et lié à l'emprunt obligataire réalisé par *Solar Chest*, disparaît dans le nouveau mécanisme E-SER vu la suppression, dans le chef du GRTL, de l'obligation d'achat de CV au prix minimum garanti. Néanmoins, les charges exposées ci-dessus continuent à courir et il convient de les couvrir par la nouvelle OSP E-SER.

Tableau 29 COÛTS HISTORIQUES ASSOCIÉS AU MÉCANISME DES CV

Millions d'EUR	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Retour marché des CV mis en réserve en 2015/2016	40	90	100	39								
Retour marché des CV temporisés en 2017/2020								182	33	154	122	
Liquidation stock de CV à fin 2020				50	50							
Coûts liés au terme 2 de la surcharge				7								
Coûts historiques associés au mécanisme des CV	40	90	156	89	50			182	33	154	122	

6.5.2.3. Résultats globaux

Sur base de la méthodologie exposée ci-dessus, le niveau annuel de l'OSP E-SER pour un client de type Dc (3 500 kWh/an) est évalué pour la période 2021-2030 et présenté dans le tableau ci-dessous :

Tableau 30 NIVEAU ANNUEL DE L'OSP E-SER SUR LA PÉRIODE 2021-2030

OSP E-SER	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
EUR HTVA/MWh	53,43	41,53	43,75	39,44	43,28	56,51	45,76	54,98	53,01	45,03

Le niveau annuel de la nouvelle OSP E-SER proposé pour la période 2021-2030 dans le cadre du mécanisme E-SER serait de 2,5 % à 49 % supérieur au niveau projeté de l'OSP dans sa configuration

actuelle (quotas CV et surcharge CV wallons) en fonction de l'année considérée et en tenant compte d'un quota de 37,90% de 2025 à 2030 (quotas actuellement non définis par le Gouvernement wallon).

L'estimation de l'OSP E-SER, lissée sur 10 ans, à partir de 2021, pour un client type Dc (3 500 kWh/an) est de **47,67 EUR/MWh HTVA**. Cela représente en moyenne **9,66 EUR/MWh HTVA** de plus que le niveau de la contribution moyenne, regroupant le quotas CV et la surcharge CV wallons, projetée à **38,01 EUR/MWh HTVA** pour la période 2021 et 2030. Il est important de souligner que l'OSP E-SER proposée par la CWaPE permet d'assurer l'atteinte de l'objectif E-SER défini par le Gouvernement wallon à l'horizon 2030, de résorber les CV mis en réserve et temporisés jusqu'en 2020, de ne plus créer de dette CV, de financer le stock de CV présents sur les comptes au 31 décembre 2020, de maintenir la production des installations existantes contribuant à l'objectif E-SER, et de financer le développement de nouveaux projets, ce que ne permet pas la contribution projetée en 2021 sur base de la législation actuelle. Il faut souligner qu'un lissage nécessiterait de gérer au mieux les flux de cash identifiés au Chapitre 5.

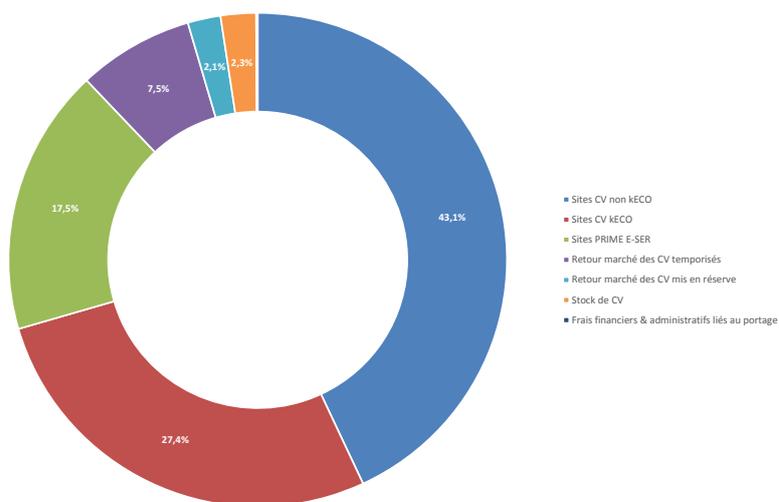
Par ailleurs, la CWaPE tient à nouveau à souligner que les niveaux de l'OSP quota CV et de la surcharge CV wallons projetés à partir de 2021 ne permettent en rien d'absorber le surplus de CV sur le marché ni les CV à sortir de la réserve. Les montants sont donc très difficilement comparables. Il est important de noter que le niveau de cette OSP semble sous-estimé par rapport aux différents besoins identifiés.

Si un lissage de cette OSP E-SER est effectué sur une période plus courte, par exemple 5 ans, cela représente en moyenne 44,29 EUR/MWh HTVA sur la période 2021-2025 et 51,06 EUR/MWh HTVA sur la période 2026-2030.

Par ailleurs, il est important de spécifier que ces montants tiennent compte du périmètre de réductions proposé au *point 5.5.2*.

Sur le niveau annuel de l'OSP E-SER de 47,67 EUR/MWh HTVA (lissage sur 10 ans), il faut noter que la part relative aux coûts historiques associés au mécanisme des CV représente au total 82,5%. Le détail est présenté dans le graphique ci-dessous :

GRAPHIQUE 60 OSP E-SER – PART RELATIVE AUX COÛTS HISTORIQUES ASSOCIÉS AU MÉCANISME DES CV



En ce qui concerne l'impact coût et contribution pour les entreprises, comme indiqué au Chapitre 5, il est nécessaire qu'une réflexion approfondie soit menée avec les acteurs concernés.

7. TRANSITION VERS LE PHASING OUT DU MÉCANISME

Les chapitres précédents ont présenté l'historique du soutien à la production d'électricité verte en Région wallonne, une analyse des mécanismes de soutien existants dans différents États membres de l'UE, une proposition d'évolution du régime de soutien des CV vers du FIP flottant avec remboursement et un *phasing-out* complet du système actuel vers un mécanisme de PRIME E-SER financée par une OSP E-SER.

Si le Gouvernement décidait de mettre en œuvre tout ou partie de cette proposition, une analyse en profondeur de l'opérationnalisation du mécanisme, en concertation avec les acteurs du marché, serait nécessaire.

Comme indiqué au Chapitre 5, le basculement vers le mécanisme E-SER pourrait être envisagé le **1^{er} janvier 2021**, sous réserve du parcours législatif des textes réglementaires devant être adoptés et de la mise en place opérationnelle en collaboration avec les acteurs de marché.

Toutefois, plusieurs mesures préparatoires à cette opérationnalisation complète et qui répondent aux objectifs de clarification et simplification de la gestion du mécanisme des CV actuel, pourraient être mises en œuvre dès le **1^{er} janvier 2019**. Elles permettraient de répondre à certaines lacunes de la législation actuelle, qui privent notamment les producteurs de fonctionner dans un environnement juridique sécurisé.

Ces mesures sont exposées dans le présent chapitre. Certaines d'entre elles ont un impact sur la proposition d'actualisation de la méthodologie de calcul des coefficients économiques k_{ECO} , transmise au Ministre de l'Énergie le 2 février 2017 et en attente d'approbation par le Gouvernement wallon.

Pour ce qui est de la mise en place du *phasing-out* complet du mécanisme, les propositions d'adaptation des textes législatifs seront présentées dans un complément d'avis en fonction des orientations qui auront été définies par le Gouvernement wallon.

Le présent chapitre comprend 3 axes :

- les mesures relatives au soutien à la production d'électricité verte ;
- les mesures relatives au quota de CV ;
- les mesures relatives au financement du soutien octroyé aux producteurs d'électricité verte.

Afin de faciliter l'identification des propositions de modifications dans les textes législatifs, les changements sont surlignés en jaune.

7.1. Mesures relatives au soutien

Ces mesures se concentrent principalement sur la modification de certains articles de l'AGW du 30 novembre 2006 et sur l'adaptation de différents éléments liés à l'actualisation de la méthodologie k_{ECO} transmise au Ministre de l'Énergie le 2 février 2017.

7.1.1. Relevés trimestriels des index de production d'électricité verte

L'exigence de remise trimestrielle de relevés de production découle de l'article 13 de l'AGW du 30 novembre 2006, qui dispose que :

« Après acceptation de la demande et sur base des données de comptage du site de production ayant bénéficié d'un certificat de garantie d'origine, la CWaPE émet trimestriellement sous forme électronique :

- *un titre attribuant les labels de garantie d'origine à la quantité d'électricité produite, à raison d'un label de garantie d'origine par MWh; et/ou*
- *pour les installations non visées au Chapitre IVbis un titre attribuant un nombre de certificats verts correspondant à la quantité d'électricité verte nette produite. »*

Dans la même logique, l'article 17 de l'arrêté prévoit la transmission trimestrielle des données par le producteur d'électricité verte en vue de la détermination trimestrielle du coefficient d'émissions de dioxyde de carbone :

« Le taux de dioxyde de carbone visé à l'article 38 du décret est déterminé trimestriellement. La filière électrique classique envisagée à l'article 38, § 2, alinéa 2, du décret est une turbine gaz-vapeur.

Sur base des données transmises trimestriellement par le producteur d'électricité verte, la CWaPE approuve les différents coefficients d'émission de dioxyde de carbone de la filière en question. »

Le fondement juridique de l'exigence de remise trimestrielle des relevés de production est toutefois précaire, dès lors que l'AGW du 30 novembre 2006 ne prévoit pas explicitement celle-ci. Dans cette optique, il a été proposé au Gouvernement, le 25 janvier 2017, de confirmer l'interprétation de la CWaPE et de modifier l'article 13 en conséquence⁵¹ afin de confirmer, dans les dispositions légales, la période de production couverte par les déclarations d'octroi des producteurs, ainsi que le délai autorisé pour la transmission à la CWaPE de ses déclarations d'octroi, afin de permettre un suivi régulier de la production d'électricité verte au sein du parc d'installations de production.

Les statistiques relatives à la période couverte par les déclarations d'octroi (DO) par filière montrent que la majorité d'entre elles ont une durée inférieure ou égale à 100 jours calendrier :

⁵¹ Avis CD-17a18-CWaPE-1617 du 25 janvier 2017 sur l'avant-projet d'arrêté modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération, adopté en 1^{re} lecture le 18 août 2016 – aspects offre de certificats verts/révision du coefficient économique k_{ECO} /mesure du plan de sauvetage biomasse.

Tableau 31 POURCENTAGE DE DO – PÉRIODE COUVERTE ≤ 100 J – 2015

Filière	% de DO dont nb jours ≤ 100
Biomasse	80%
Cogénération biomasse	87%
Cogénération fossile	81%
Eolien	90%
Hydraulique	80%
PV > 10 kW	78%
PV < 10 kW	53%

Il est important de signaler que ces pourcentages sont en constante augmentation depuis 2012 et que l'année 2016 présente actuellement de meilleurs chiffres que 2015.

La CWaPE rappelle par ailleurs que le suivi rigoureux et périodique de la production faisant l'objet d'un soutien est une obligation consacrée par le Code de comptage, qui impose la tenue d'un registre de comptage comprenant au minimum les relevés trimestriels des index communiqués à la CWaPE pour l'octroi des CV et/ou des LGO, et qui suggère au producteur de tenir un registre plus complet en y indiquant davantage de relevés, par exemple journaliers, hebdomadaires ou mensuels.

En outre, le standard international de certificat EECS impose des périodes d'un mois. La CWaPE est d'avis qu'imposer une période de 90 ± 10 jours pour les DO est acceptable.

La CWaPE souligne également que l'absence d'obligation quant à la durée des périodes d'octroi amène une instabilité sur le marché des CV et particulièrement pour les fournisseurs qui doivent satisfaire trimestriellement à leur obligation de restitution de quota. L'imposition d'une durée centrée sur un trimestre permet donc d'amener une certaine sécurité pour le marché. Par ailleurs, l'obligation trimestrielle permettrait un meilleur suivi de la production réelle, au regard des obligations européennes (voir le point 5.6 *Transmission des relevés d'index pour les installations éligibles à la prime E-SER*).

Toutefois, en ce qui concerne les installations d'une puissance ≤ 10 kW, le profil des producteurs visés est différent de celui des producteurs des filières d'une puissance > 10 kW. En effet, il s'agit principalement de particuliers. Leur nombre est également extrêmement élevé et se chiffre à plus de 121 000. Ainsi, il paraît très difficile de pouvoir les informer correctement de cette précision qui serait apportée dans l'AGW du 30 novembre 2006. La CWaPE propose que ce délai soit imposé uniquement aux installations d'une puissance > 10 kW.

Pour que cette obligation envers les installations d'une puissance > 10 kW soit respectée au mieux, la CWaPE est d'avis qu'il faut introduire un délai endéans lequel les index doivent être transmis. Ainsi, un délai d'un mois à partir de la date de relevé des index semble raisonnable. La CWaPE propose que ces données soient transmises au plus tard 30 jours calendrier après la date de relevé de l'index.

En outre, pour que ce délai soit respecté et que la période couverte soit bien une période de 90 ± 10 jours, la sanction à laquelle s'expose le producteur qui ne respecte pas ces obligations doit être définie. La CWaPE propose que le droit aux CV pour la période concernée soit perdu. Le parallèle peut être fait avec d'autres aides publiques accordées qui se basent sur des délais clairs et des justificatifs à remettre. La CWaPE est d'avis qu'à partir du moment où le soutien offert aux installations est financé par la

collectivité, il est normal que des principes minimaux et équitables s'appliquent pour tout type de soutien public.

En ce qui concerne les installations d'une puissance > 10 kW, même si la règle « trimestrielle » est déjà connue et est respectée par un grand nombre de producteurs, la CWaPE juge nécessaire d'entreprendre une information adéquate de l'ensemble des producteurs concernés et de prévoir une période transitoire d'adaptation.

PROPOSITION DE LA CWAPE :

Les adaptations reprenant ces options sont détaillées ci-dessous.

Pour répondre à la proposition de la CWaPE, l'article 13 §1^{er} de l'AGW du 30 novembre 2006 devrait être modifié comme suit :

« Après acceptation de la demande et sur base des données de comptage du site de production ayant bénéficié d'un certificat de garantie d'origine, la CWaPE émet trimestriellement sous forme électronique :

1° un titre attribuant les labels de garantie d'origine à la quantité d'électricité produite, à raison d'un label de garantie d'origine par MWh; et/ou

2° pour les installations non visées au Chapitre IVbis un titre attribuant un nombre de certificats verts correspondant à la quantité d'électricité verte nette produite, sans préjudice des modalités de calcul énoncées dans le présent arrêté puis les dépose immédiatement sur le compte adéquat du détenteur du certificat de garantie d'origine ouvert dans la banque de données mentionnée à l'article 43, § 2, 11°, du décret, le cas échéant, après acceptation du dossier par l'Administration conformément à l'article 15, § 1erbis.

Le calcul du nombre de certificats comptabilisés pour un site donné tient compte de 3 décimales, mais le nombre de certificats verts mentionnés dans le titre est limité à des unités complètes.

Les installations d'une puissance supérieure à 10 kW souhaitant bénéficier de l'octroi de certificats verts et de labels de garantie d'origine visé à l'alinéa 1, ont l'obligation de transmettre, à la CWaPE, les données de comptage trimestrielles c'est-à-dire couvrant une période de minimum 80 jours et de maximum 100 jours calendrier. Elles doivent être transmises au plus tard 30 jours calendrier à partir de la date de relevé d'index, date postale ou électronique du courrier de transmission ou d'encodage de l'index faisant foi. À défaut de transmission dans ce délai, ou si les données de comptage ne couvrent pas la période requise, le bénéfice du droit aux certificats verts est perdu pour la période concernée.»

La CWaPE propose également de modifier l'article 15quater de l'AGW du 30 novembre 2006 de la façon suivante :

« L'attribution des certificats verts aux installations de production d'électricité à partir de panneaux solaires photovoltaïques se fait selon les modalités suivantes :

...

2° pour la production d'électricité des installations de plus de dix kW et de moins de 250 kWc, le nombre de certificats verts attribué par MWh est de sept certificats verts pour la tranche de production résultant des cinq premiers kWc installés, cinq certificats verts pour la tranche de production résultant des cinq kWc suivants et quatre certificats verts pour la tranche de production résultant des deux cent quarante kWc suivants, si les conditions suivantes sont cumulativement remplies :

- [50 % au moins de l'électricité photovoltaïque produite est autoconsommée par le producteur sur le lieu de l'installation de production trimestriellement, c'est-à-dire pendant une période de minimum 80 jours et de maximum 100 jours calendrier tel que défini à l'article 13]⁵² ;

- un audit des bâtiments ou des installations susceptibles d'être alimentés en électricité par les panneaux solaires photovoltaïques a été réalisé par un bureau agréé au sens de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mai 2002 relatif à l'octroi de subventions pour l'amélioration de l'efficacité énergétique et la promotion d'une utilisation plus rationnelle de l'énergie du secteur privé, démontrant qu'une unité de cogénération n'est pas réalisable sur le plan technique ou ne permet pas de garantir un temps de retour de l'investissement inférieur à cinq ans établi sur la base d'une méthodologie établie et publiée par la CWaPE;

- l'installation de production d'électricité photovoltaïque n'a pas bénéficié d'aide à l'investissement couvrant plus de 50 % du coût de l'investissement. La CWaPE est chargée de vérifier lors de chaque octroi de certificats verts le respect de cette condition.

Si ces conditions ne sont pas cumulativement remplies, pour la tranche de production d'électricité résultant des deux cent quarante kWc installés suivants, un certificat vert est attribué par MWh.;...»

Toutefois, il est nécessaire de préciser que les propositions faites au point 5.6 sur la transmission automatique des relevés de production via un dispositif de sous-comptage représentent la solution à la problématique identifiée ici.

7.1.2. Transmission des certificats de garantie d'origine (CGO) et des contrôles périodiques

Comme repris au point 6.2 de l'avis CD-17a18-CWaPE-1617, il paraît nécessaire d'imposer des délais pour la transmission des CGO et des rapports des contrôles périodiques notamment pour la bonne gestion des installations et le contrôle par la CWaPE du maintien du droit au soutien.

PROPOSITION DE LA CWAPE :

La CWaPE propose d'imposer un délai de transmission des CGO et de réalisation des contrôles périodiques par les organismes agréés.

⁵² Cette modification est à mettre en lien avec la proposition concernant la condition d'autoconsommation pour les installations photovoltaïques de puissance > 10 kW (section 7.1.3.).

L'article 7 §1^{er} de l'AGW du 30 novembre 2006 devrait être adapté de la manière suivante :

« Les organismes de contrôle agréés sont chargés de délivrer le certificat de garantie d'origine et doivent le transmettre à la CWaPE par voie postale (cachet de la poste faisant foi), ou par toute procédure électronique définie par la CWaPE, au plus tard 6 mois après la visite effectuée pour l'initialisation des systèmes de comptage sur base de l'ensemble des données fournies par le producteur. et d'exercer un contrôle périodique au minimum annuel sur la conformité des données du certificat de garantie d'origine.

Les organismes de contrôle sont également chargés d'exercer un contrôle périodique, au minimum annuel à partir de la date de relevé d'initialisation figurant dans le certificat de garantie d'origine, sur les éléments repris dans ledit certificat et la conformité des données. La date de visite pour les contrôles périodiques doit au plus être égale à la date anniversaire du relevé initial du site de production repris dans le certificat de garantie d'origine plus 15 jours calendrier. L'organisme de contrôle agréé transmet le contrôle périodique à la CWaPE par voie postale dans les 30 jours calendrier suivant le contrôle, cachet de la poste faisant foi, ou par toute procédure électronique définie par la CWaPE dans le même délai.

Par dérogation à l'alinéa 1^{er}, les contrôles périodiques des installations dont la puissance nette développable est supérieure à 10 kW et inférieure ou égale à 20 kW, sont exercés au minimum une fois tous les cinq ans. La date de visite pour les contrôles périodiques doit au plus être égale à cinq ans, 10 ans ou 15 ans à partir de la date du relevé initial du site de production repris dans le certificat de garantie d'origine plus 15 jours calendrier. L'organisme de contrôle agréé transmet le contrôle périodique à la CWaPE par voie postale dans les 30 jours calendrier suivant le contrôle, cachet de la poste faisant foi, ou par toute procédure électronique définie par la CWaPE dans le même délai.

En cas de contrôle périodique réalisé en retard ou ne respectant pas le délai de transmission, le producteur perd l'octroi des certificats verts pour la période allant du dernier relevé transmis ou dernier contrôle périodique effectué à la visite de l'organisme agréé contrôlant le site de production. »

Le délai de transmission de la modification du retrait du CGO par l'organisme agréé repris dans l'article 8 semble court par rapport à la pratique. La CWaPE fait la proposition suivante :

« Art.8. En cas de modification des instruments de mesures ou de tout élément repris dans le certificat de garantie d'origine, le titulaire de ce certificat en informe, par courrier simple, dans les quinze jours, un organisme de contrôle. (...)

L'organisme de contrôle notifie à la CWaPE toute modification ou retrait du certificat de garantie d'origine endéans les 1030 jours suivant le contrôle, cachet de la poste faisant foi, ou par toute procédure électronique définie par la CWaPE et dans le même délai. »

7.1.3. Condition d'autoconsommation pour les installations photovoltaïques de puissance > 10 kW

Les sites de production photovoltaïques dont la date de contrôle RGIE est antérieure au 7 août 2014 bénéficient des régimes 2008a (15 ans) et 2013b (10 ans), prévoyant les taux d'octroi suivants :

- *les 5 premiers kWc (kilowatt crête) donnent droit à 7 CV/MWh d'électricité verte produite ;*
- *les 5 kWc suivants (de 5 à 10 kWc) donnent droit à 5 CV/MWh d'électricité verte produite ;*
- *les 240 kWc suivants (de 10 kWc à 250 kWc) donnent droit à 4 ou 1 CV/MWh d'électricité verte produite ;*
- *au-delà de 250 kWc, 1 CV/MWh d'électricité verte produite.*

Les conditions cumulatives pour obtenir 4 CV/MWh pour la tranche de puissance 10-250 kWc sont décrites à l'article 15^{quater} de l'AGW du 30 novembre 2006 :

- *50 % au moins de l'électricité produite est autoconsommée par le producteur sur le lieu de l'installation de production ;*
- *un audit des bâtiments ou des installations susceptibles d'être alimentés en électricité par les panneaux photovoltaïques a été réalisé par un bureau agréé au sens de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mai 2002 relatif à l'octroi de subventions pour l'amélioration de l'efficacité énergétique et la promotion d'une utilisation plus rationnelle de l'énergie du secteur privé, démontrant qu'une unité de cogénération n'est pas réalisable sur le plan technique ou ne permet pas de garantir un temps de retour de l'investissement inférieur à cinq ans établi sur la base d'une méthodologie établie et publiée par la CWaPE ;*
- *l'installation de production d'électricité photovoltaïque n'a pas bénéficié d'aide à l'investissement couvrant plus de 50 % du coût de l'investissement. La CWaPE est chargée de vérifier lors de chaque octroi de CV le respect de cette condition.*

Si la modification proposée concernant l'article 13 de l'AGW du 30 novembre 2006 défini au point 7.1.1 est mise en oeuvre, soit la trimestrialité des relevés d'index, celle-ci pourrait sensiblement impacter certains producteurs, qui n'atteindraient plus la rentabilité attendue de leur investissement. Cette situation présente le risque de voir se multiplier des stratégies d'autoconsommation qui iraient à l'encontre de l'utilisation rationnelle de l'énergie, telles que l'augmentation volontaire de la consommation afin d'atteindre la condition d'autoconsommation d'au moins 50 % de leur production, ou, encore la mise à l'arrêt de l'installation photovoltaïque lors de périodes de basse consommation électrique.

La CWaPE n'est, par conséquent, pas favorable au maintien de cette condition d'autoconsommation d'au moins 50 % pour la classe de puissance 10-250 kWc.

Concernant l'impact sur le marché des CV, sur base des chiffres associés aux DO de 2017⁵³, la suppression de cette condition d'autoconsommation amènerait, en tenant compte des conditions particulières liées à ce régime et notamment la possibilité pour les producteurs de valoriser leurs CV au prix fédéral de 150 EUR/MWh HTVA, un coût additionnel estimé à 608 630 EUR/an, soit environ 0,1 % du soutien total octroyé en 2017.

PROPOSITION DE LA CWAPE :

Eu égard à l'impact de la suppression de la condition d'autoconsommation quant à l'augmentation du coût du soutien pour les installations photovoltaïques d'une puissance > 10 kW, la CWAPE suggère au Gouvernement wallon d'évaluer la mesure et d'éventuellement adapter l'article 15^{quater} 2° de l'AGW du 30 novembre 2006 comme suit :

« ...

2° pour la production d'électricité des installations de plus de dix kW et de moins de 250 kWc, le nombre de certificats verts attribué par MWh est de sept certificats verts pour la tranche de production résultant des cinq premiers kWc installés, cinq certificats verts pour la tranche de production résultant des cinq kWc suivants et quatre certificats verts pour la tranche de production résultant des deux cent quarante kWc suivants, si les conditions suivantes sont cumulativement remplies :

~~50 % au moins de l'électricité photovoltaïque produite est autoconsommée par le producteur sur le lieu de l'installation de production [trimestriellement, c'est à dire pendant une période de minimum 80 jours et de maximum 100 jours calendrier tel que défini à l'article 13]⁵⁴ ;~~

- un audit des bâtiments ou des installations susceptibles d'être alimentés en électricité par les panneaux solaires photovoltaïques a été réalisé par un bureau agréé au sens de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mai 2002 relatif à l'octroi de subventions pour l'amélioration de l'efficacité énergétique et la promotion d'une utilisation plus rationnelle de l'énergie du secteur privé, démontrant qu'une unité de cogénération n'est pas réalisable sur le plan technique ou ne permet pas de garantir un temps de retour de l'investissement inférieur à cinq ans établi sur la base d'une méthodologie établie et publiée par la CWAPE;

- l'installation de production d'électricité photovoltaïque n'a pas bénéficié d'aide à l'investissement couvrant plus de 50 % du coût de l'investissement. La CWAPE est chargée de vérifier lors de chaque octroi de certificats verts le respect de cette condition.

Si ces conditions ne sont pas cumulativement remplies, pour la tranche de production d'électricité résultant des deux cent quarante kWc installés suivants, un certificat vert est attribué par MWh. »

⁵³ Les chiffres sont liés aux déclarations d'octroi des installations dont la puissance est comprise entre 10 et 250 kWc, respectant le critère de trimestrialité, tel qu'appliqué jusqu'à présent par la CWAPE, et dont la date de début de période d'octroi est en 2017.

⁵⁴ Cette modification est à mettre en lien avec la proposition concernant les relevés trimestriels des index de production d'électricité verte (section 7.1.1.).

7.1.4. Suppression du prix plancher de l'électricité autoconsommée dans la méthodologie k_{ECO}

La méthodologie de calcul des coefficients k_{ECO} prévoit l'application, pour le coût évité de l'électricité autoconsommée, d'un prix plancher fixé à 130 EUR/MWh HTVA conformément à l'annexe à la note au Gouvernement relative à une « Méthodologie pour le calcul des nouveaux taux d'octroi de certificats verts » du 3 avril 2014.

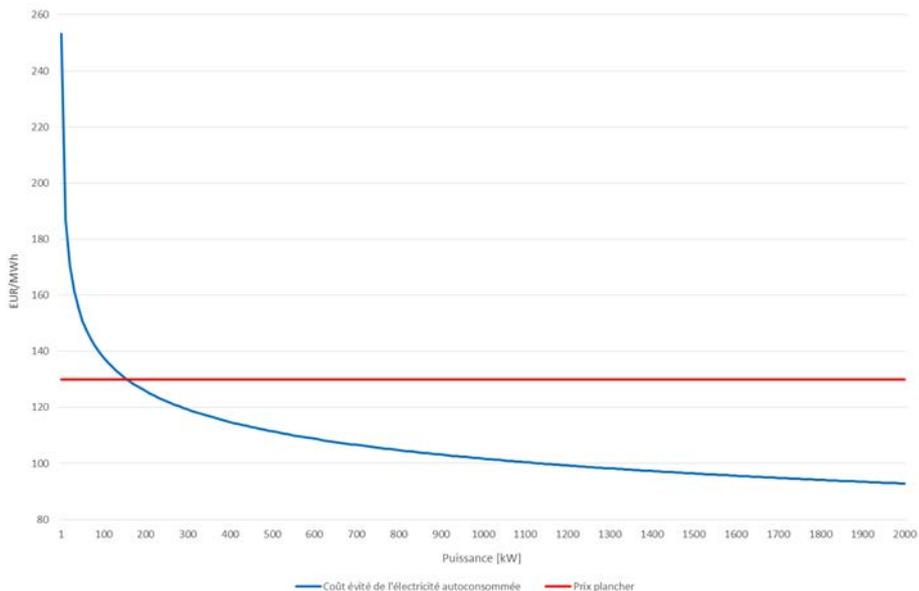
Cette formulation du coût évité de l'électricité autoconsommée amène à considérer arbitrairement une économie de 130 EUR/MWh HTVA pour l'électricité autoconsommée et ce pour tous les sites de production d'une puissance > 156 kW.

Sur base des données publiées par EUROSTAT pour les prix aux consommateurs et des valeurs renseignées dans les dossiers de demande de prix minimum garanti, la CWaPE a établi une loi d'échelle :

$$CE = \max (A \times P^{n-1} ; 130) \quad [\text{EUR/MWh}] \quad (\text{HTVA})$$

avec $CE =$ coût évité électricité autoconsommée
 $A = 253,17$
 $P =$ Puissance (en kWc)
 $n = 0,868$

GRAPHIQUE 61 COÛT ÉVITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ AUTOCONSUMMÉE



Depuis le début de son application, cette valeur plancher met à mal les projets d'installation de puissance importante dont le niveau d'autoconsommation considéré dans la méthodologie de calcul des coefficients économiques k_{ECO} est élevé. En effet, ces installations sont généralement placées chez des industriels bénéficiant d'un prix de l'électricité en prélèvement inférieur au prix plancher de 130 EUR/MWh HTVA. Il s'ensuit que le coefficient économique k_{ECO} attribué à ces installations paraît insuffisant pour leur garantir le niveau de rentabilité fixé dans l'AGW du 30 novembre 2006. Cette

constatation est d'autant plus marquée aujourd'hui, car les coûts d'investissement de ces installations ont diminué et la composante liée aux économies réalisées par la consommation évitée impacte davantage la rentabilité.

PROPOSITION DE LA CWAPE :

La CWAPE propose de supprimer le prix plancher de l'électricité autoconsommée repris dans la méthodologie k_{ECO} et d'appliquer la loi d'échelle définie au graphique 61.

7.1.5. Mesure de sauvetage biomasse solide et biométhanisation agricole (article 15octies §2)

La mesure, introduite par l'arrêté du 23 juin 2016 tel que modifié par les arrêtés du 20 octobre 2016 et du 6 juillet 2017, vise à limiter le volume de CV destiné à la mesure de sauvetage biométhanisation agricole et biomasse solide. La note au Gouvernement y relative indique qu'il s'agit d'une mesure à caractère exceptionnel. La CWAPE a remis, le 25 janvier 2017, un avis concernant cette mesure, dont les éléments sont repris ci-dessous.

Au regard des sollicitations que reçoit la CWAPE pour le bénéfice de cette mesure et des questions posées par certains producteurs, la CWAPE souhaite rappeler son interprétation de l'esprit et de la lettre du texte, dans sa version aujourd'hui en vigueur :

- cette disposition revêtant un caractère exceptionnel, elle ne vise que les dossiers qui auront été acceptés dans ce cadre, l'enveloppe ne faisant pas l'objet d'une réalimentation lorsque l'une des installations atteint la fin de sa durée d'octroi de CV. Par ailleurs, un même site ne peut bénéficier deux fois de la mesure ;
- au fur et à mesure que l'enveloppe définie est consommée et qu'on s'approche du volume maximum, il est possible qu'une demande ne puisse être honorée dans son intégralité. La CWAPE lui attribue le solde de CV disponible même s'il ne couvre pas le volume total auquel l'installation pourrait prétendre sur base du k_{ECO} calculé, tout en informant le demandeur ;
- enfin, concernant l'éligibilité des sites biomasse solide, le site pouvant bénéficier de la mesure est l'installation de production d'électricité verte qui fait intervenir la biomasse directement dans son processus de production d'électricité. Les installations qui seraient fournies en syngas par une entité juridique tierce sont exclues.

Si le Gouvernement devait infirmer cette lecture, la CWAPE est d'avis qu'il devrait le spécifier expressément dans un arrêté.

L'enveloppe de 155 500 CV relative au volume global de CV dont peuvent bénéficier, dans le cadre de cette mesure de sauvetage, les installations d'électricité produite à partir de la biométhanisation agricole, est entièrement consommée depuis juin 2016.

Ci-dessous, la liste des sites de production à partir de biométhanisation agricole, bénéficiant de la mesure de sauvetage :

Tableau 32 DOSSIERS DE DEMANDES D'APPLICATION D'UN COEFFICIENT ÉCONOMIQUE k_{ECO} – BIOMÉTHANISATION AGRICOLE

Site de production (avec n° de dossier)	Pend(kW)	Date de réception de la demande	Demande k_{ECO} sur dossier	Date notification CWaPE	k_{ECO}	Référence
8277_BIOMASSE CINERGIE FLEURUS	949	30/09/2014	Non	41935	3,5	Communication CD-14i11-CWaPE
2177_BIOGAZ DU HAUT GEER (GEER)	895	2/10/2014	Non	41935	3,5	Communication CD-14i11-CWaPE
38_FERME DE FAASCHT (ATTERT)	774	8/10/2014	Non	41935	3,5	Communication CD-14i11-CWaPE
9104_BIOMASSE BIOSPACE (GESVES)	381	13/10/2014	Non	41935	3,5	Communication CD-14i11-CWaPE
24_HOF LENGES (RECHT)	2200	5/11/2014	Oui	41996	3,77	Décision CD-14i18-CWaPE
123_FERME PRÉ DE PRÉAT (SURICE)	85	20/11/2014	Non	41985	3,5	Communication CD-14i11-CWaPE
8286_BIOMASSE DRIES ENERGY (AMEL)	565	20/11/2014	Non	41985	3,5	Communication CD-14i11-CWaPE
205_BIOMASSE SODECOM (QUÉVY)	2328	25/11/2014	Oui	42059	2,41	Décision CD-15d27-CWaPE (erratum)
8605_BIOMASSE DEVOS Steven (FRAMONT)	7	27/11/2014	Non	41991	3,5	Communication CD-14i11-CWaPE
263_BIOMASSE BIOENERGIE EGH (NIDRUM)	220	28/11/2014	Non	41991	3,5	Communication CD-14i11-CWaPE
5712_BIOMASSE BIOENERGIE L'ORÉAL (LIBRAMONT)	3102	28/11/2014	Oui	42059	1,79	Décision CD-15b05-CWaPE
9172_BIOMASSE FERME DE BAUDRIBUT (GOZÉE)	10	30/11/2014	Non	41991	3,5	Communication CD-14i11-CWaPE
23_HOF HECK (NIDRUM)	153	30/11/2014	Non	41991	3,5	Communication CD-14i11-CWaPE
7957_JOLUWA	88	30/09/2015	Non	42874	3,5	Décision CD-17e11-CWaPE-0086
9560_BIOMASSE FERME VAN LANDSCHOOT	9,7	2/01/2016	Non	42874	3,5	Décision CD-17e11-CWaPE-0087
2823_LERN APPREND	1100	14/04/2016	Non	42921	3,5	Décision CD-17f30-CWaPE-0093
9077_EGERNYLUX	1250	28/06/2016	Non	42725	3,5	Communication CD-14i11-CWaPE
2177_BIOGAZ DU HAUT GEER	1500	30/11/2016	Non	42986	3,5	Décision CD-17i07-CWaPE-0109

L'enveloppe de 650 000 CV relative au volume global de CV dont peuvent bénéficier, dans le cadre de cette mesure de sauvetage, les installations d'électricité produite à partir de biomasse solide, est quant à elle consommée à hauteur de 89 % (576 720 CV ont été alloués).

Ci-dessous, la liste des sites de production à partir de biomasse solide, bénéficiant de la mesure de sauvetage :

Tableau 33 DOSSIERS DE DEMANDES D'APPLICATION D'UN COEFFICIENT ÉCONOMIQUE k_{ECO} – BIOMASSE SOLIDE

Site de production (avec n° de dossier)	Pend(kW)	Date de réception de la demande	Date notification CWaPE	k_{ECO}	Référence
97_BIOMASSE AWIRS 4	80.000	21/09/2015	30/10/2015	1,768	Décision CD-15j30-CWaPE
153_BIOMASSE ELECTRAWINDS MOUSCRON	17.240	25/05/2015	22/04/2016	1,812	Décision rectificative CD-16d22-CWaPE-0015
149_BIOMASSE BOIS RENOGEN KAISERBARACKE	9.700	8/06/2015	22/02/2016	3,239	Décision CD-16b22-CWaPE-0004
9056_BIOMASSE BOIS ENERWOOD (DISON)	950	22/12/2015	8/12/2016	2,486	Décision CD-16i08-CWaPE-0048

Un dernier point concerne le traitement opérationnel des dossiers et notamment la mission de vérifier le TRI de ces installations de façon annuelle (installations de puissance > 1,5 MW) ou triennale (installation de puissance ≤ 1,5 MW), qui a été attribuée à la CWaPE. Force est de constater que la CWaPE rencontre des difficultés dans la collecte des documents nécessaires à l'accomplissement correct de sa mission de contrôle, notamment en ce qui concerne divers types de coûts comme celui des intrants et des traitements qu'ils peuvent subir. Il en va de même pour l'imposition de valeurs plancher ou plafond pour certains coûts, nécessaire pour garantir le financement d'installations optimales par la collectivité. Ces coûts sont très difficilement auditable. La mission attribuée à la CWaPE consiste en une mission d'analyse financière pointue qui n'est pas de son ressort. En outre, pour pouvoir exclure ou limiter certaines dépenses, il faut disposer d'une équipe d'audit spécialisée en la matière.

Par ailleurs, tel que prévu par l'article 15octies §2 de l'AGW du 30 novembre 2006, la révision du k_{ECO} attribué à une installation ne peut être réalisée que dans le cadre de la constatation d'une augmentation de plus d'1 point de pourcentage entre la rentabilité de l'installation obtenue en raison de l'application du coefficient k_{ECO} en vigueur et la rentabilité de référence visée à l'annexe 7 de l'AGW du 30 novembre 2006. Il s'ensuit que le coefficient k_{ECO} ne peut être revu qu'à la baisse.

Sur base de l'évolution des coûts d'opération et de maintenance, et particulièrement le coût des intrants, qui suivent une tendance à la hausse, la CWaPE estime que la rentabilité des installations bénéficiant de la mesure de sauvetage pourrait ne pas augmenter mais avoir tendance à diminuer.

La CWaPE propose donc de supprimer le contrôle annuel et triennal du TRI des installations visées par la mesure de sauvetage de l'article 15octies §2.

Toutefois, afin de limiter l'asymétrie d'information, la CWaPE est d'avis qu'il faut imposer la transmission, par les producteurs, à fréquence régulière, de l'ensemble des données techniques et économiques de ces installations, permettant à la CWaPE de disposer d'informations exhaustives quant aux coûts supportés par ces installations. Cette condition pourrait conditionner l'octroi des CV de l'année N+1.

PROPOSITION DE LA CWAPE :

La CWaPE rappelle ci-dessus l'esprit et la lettre du texte législatif concernant le sauvetage biomasse.

Elle propose de supprimer le contrôle annuel et triennal du TRI des installations visées, le k_{ECO} défini lors de l'analyse du dossier valant pour toute la période résiduelle d'octroi. Toutefois, elle est d'avis que, pour répondre à la problématique d'asymétrie d'information, il est nécessaire qu'elle obtienne, des producteurs, à fréquence régulière, l'ensemble des données techniques et économiques relatives à l'exploitation des installations bénéficiant de cette mesure particulière. Cette condition pourrait conditionner l'octroi des CV de l'année N+1.

À l'article 15octies §2, la CWaPE propose la suppression des deux derniers alinéas instaurant la révision des k_{ECO} des installations bénéficiant de la mesure de sauvetage et l'ajout d'un dernier alinéa :

« L'ensemble des informations transmises à la CWaPE pour la démonstration de l'absence de rentabilité de l'installation lors de l'introduction du dossier, et notamment celles relatives aux intrants et à leur traitement, doit être mis à jour annuellement et communiqué à la CWaPE au plus tard 60 jours calendrier à partir de la date de l'Assemblée générale approuvant les comptes annuels de l'installation de l'année N. Cette transmission d'informations et la confirmation de leur caractère complet par la CWaPE conditionnent l'octroi des certificats verts pour l'année suivante. »

7.1.6. Sites en fin de période d'octroi et modifications significatives

La CWaPE souhaite attirer l'attention sur le fait que les sites arrivant en fin de période d'octroi sont de plus en plus nombreux et que la question de la poursuite de la production et donc du soutien pour une période complémentaire se pose pour certaines filières.

Comme déjà évoqué au point 4.2.4, suite à différents échanges avec des acteurs du marché, il semblerait que le niveau du prix de l'électricité actuel ne permet pas aux installations de production

d'électricité verte d'être rentables au-delà de la période de soutien, hormis pour la filière photovoltaïque. Selon les informations communiquées par les producteurs, il s'avèrerait que le *cash flow* annuel de ces installations est négatif : les revenus générés par l'électricité produite (vente et/ou autoconsommation) et l'économie de chaleur (installations avec combustible) ne suffisent pas à couvrir les frais d'opération et de maintenance de même que le coût des intrants (installations avec combustible).

L'exploitation de ces installations amène les producteurs à ne pas mettre en œuvre la théorie économique généralement acceptée et enseignée qui est de constituer une marge d'auto-financement pendant la durée d'octroi des CV permettant de couvrir ensuite le solde des années résiduelles de vie de l'installation. Il semblerait que les producteurs réinvestissent directement leurs bénéfices, sans prévoir de provision pour couvrir les éventuelles dépenses pouvant survenir après la période d'octroi du soutien.

Cette logique est différente pour la filière photovoltaïque, qui ne nécessite plus de soutien étant donné les coûts plus faibles d'opération et de maintenance ainsi que la part d'électricité moyenne auto-consommée plus élevée que pour les autres filières. Il en va de même pour les filières avec combustible qui ont bénéficié de la mesure de sauvetage biomasse, pour lesquelles la durée d'octroi a été alignée sur la durée de vie économique, en considérant, si nécessaire, un ou plusieurs remplacements de moteur/turbine. La CWaPE a par ailleurs préconisé, au Chapitre 4, l'alignement de la durée d'octroi sur la durée de vie économique et ce pour l'ensemble des filières soutenues.

Afin d'assurer le maintien des installations de production d'électricité verte non soumises au régime k_{ECO} arrivant en fin de période d'octroi de CV et donc le maintien de la production actuelle contribuant aux objectifs fixés par le Gouvernement, la CWaPE est d'avis qu'il est nécessaire que le Gouvernement prévoie une nouvelle période d'octroi d'un soutien, éventuellement moindre, pour ces installations.

Sur base d'une première analyse, la CWaPE estime que les taux applicables après une première période d'octroi de CV de 15 ans, exprimés en pourcentage des taux actuels dont bénéficient les installations non soumises au régime k_{ECO} , pourraient être définis comme suit :

Tableau 34 *INSTALLATIONS NON SOUMISES AU RÉGIME k_{ECO} – TAUX D'OCTROI APPLICABLES APRÈS LA PÉRIODE D'OCTROI*

Filière de production d'électricité verte	% du taux actuel	Taux applicables [CV/MWh] [1]
Photovoltaïque	0%	0,00
Éolien	30%	0,30
Hydraulique	50%	0,50
Biomasse solide	100%	$t_{CV, initial}$
Biogaz	100%	$t_{CV, initial}$
Cogénération fossile	100%	$t_{CV, initial}$

[1] Ces taux sont également soumis aux plafonds prévus par la législation en vigueur.

Il convient de mettre la problématique des sites en fin de période d'octroi de CV en relation avec la mesure spécifique prévue à l'article 15ter de l'AGW du 30 novembre 2006 relative aux modifications significatives. Comme cela a été soulevé au Chapitre 4, la CWaPE relève que les installations en fin de période d'octroi de CV ainsi que les installations qui se voient appliquer un facteur « k » inférieur à

100 % à partir de la 11^{ème} année de production⁵⁵ ne génèreraient vraisemblablement pas assez de revenus, et envisagent pour la plupart (afin de continuer à bénéficier d'un soutien plus élevé) de faire appel à la mesure relative à la modification significative qui leur permet d'accéder à une nouvelle période de 15 ans d'octroi s'ils répondent aux conditions de modification de leur installation.

La CWaPE estime que l'application de l'article 15^{ter} de l'AGW du 30 novembre 2006 s'éloigne de son objectif premier et qu'il est nécessaire de revoir les modalités d'accès à cette mesure, concomitamment à l'octroi d'une période complémentaire de soutien en fin de période initiale.

En lien avec ce qui précède, la CWaPE préconise :

- de mener une étude sur le facteur « k » appliqué aux unités de production, hors installations photovoltaïques de puissance ≤ 10 kW, à partir de la 11^{ème} année et ce afin d'évaluer, suivant les conditions de marchés actuelles, le niveau de rentabilité dont jouissent les installations concernées. Cette révision doit être mise en lien avec la mesure relative aux modifications significatives (article 15^{ter} de l'AGW du 30 novembre) ;
- de poursuivre les réflexions entamées avec les fédérations quant à la révision de la mesure des modifications significatives qui doit, *a priori*, bénéficier aux unités en fin de vie économique, laquelle, comme cela a été expliqué *supra*, peut différer de la période d'octroi du soutien à la production.

En effet, le remplacement d'une unité de production en fin de vie technique implique des investissements qu'il convient de prendre en compte dans une évaluation du niveau de soutien. Il est nécessaire que la détermination du soutien lié soit la plus simple et la plus juste possible au regard du coût supporté par les producteurs et de la répercussion de ce soutien sur les consommateurs finals d'électricité.

La CWaPE estime par ailleurs que seules les installations non soumises au régime k_{ECO} autres que les installations photovoltaïques de puissance > 10 kW peuvent bénéficier de la mesure associée aux modifications significatives, étant donné que les installations bénéficiant du régime k_{ECO} se voient attribuer un coefficient économique k_{ECO} tenant compte, le cas échéant, du remplacement du moteur/de la turbine et ce autant de fois que cela est nécessaire au vu de la durée de vie économique en lien avec la durée d'octroi du soutien.

Toutefois, le CWaPE est d'avis que certains éléments, permettant une meilleure application de l'article 15^{ter} peuvent déjà être mis en œuvre. Ils sont exposés ci-après.

7.1.6.1. Zoom sur l'article 15^{ter} – modifications significatives

L'article 15^{ter} a été modifié par le Gouvernement le 24 septembre 2015, introduisant le coefficient k_{ECO} dans la formule du taux d'octroi et imposant dès lors un traitement sur dossier pour chaque installation souhaitant faire appel à cette disposition sur base des nouveaux investissements réalisés. Cette disposition n'a pas été soumise à l'avis de la CWaPE à l'époque (la CWaPE ayant uniquement remis un avis sur le projet de texte initial de première lecture).

⁵⁵ Article 15 §1^{er} de l'AGW du 30 novembre 2006 et arrêté ministériel du 2 mars 2015 modifiant l'arrêté ministériel du 29 septembre 2001 déterminant le facteur de réduction « k » à partir du 1^{er} octobre 2011.

Comme indiqué dans le courrier au Ministre du 24 mars 2016, la CWaPE a mené une analyse de fond sur l'article 15^{ter}. En effet, force est de constater que, sur base de l'expérience opérationnelle, les contours de cette mesure restent flous et le risque de considérer cette mesure comme une opportunité de contourner le système de la réservation et des enveloppes de CV additionnels est avéré. Ce risque a déjà été identifié dans l'avis de la CWaPE du 28 août 2015⁵⁶ et sa proposition du 20 juillet 2016⁵⁷.

La CWaPE considère que le risque de « dérapage » de la mesure est de 3 types :

- au regard des prévisions de l'évolution du marché des CV⁵⁸, la ligne ancien régime, correspondant aux installations non soumises au régime k_{ECO} , risque de continuer à évoluer sans maîtrise et de manière infinie dans le temps puisque la mesure n'est pas limitée ;
- sur base des demandes qui lui sont adressées, la CWaPE estime qu'un facteur k_{ECO} dans le cas de modifications significatives peut entraîner des dérives dans la mesure où le nouveau taux d'octroi pourrait être supérieur à l'ancien créant ainsi des octrois plus conséquents qu'auparavant aux installations concernées (qui sont pourtant déjà en grande partie amorties) et donc un afflux de CV sur le marché ;
- le risque intrinsèque lié à l'introduction du k_{ECO} dans le calcul du taux d'octroi (régime en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2014) est bien présent également :
 - celui de soutenir des projets qui ne sont pas efficaces sur les plans technique, économique et environnemental comme souligné au Chapitre 4 ;
 - le risque lié au k_{ECO} se situe également au niveau de l'éligibilité des investissements. Le risque principal réside dans l'asymétrie d'information entre le producteur et l'autorité chargée de l'analyse comme déjà souligné *supra*. En outre, les conditions liées aux permis d'exploitation de certaines installations sont de plus en plus strictes (en lien notamment avec la préservation de l'environnement), et entraînent des conséquences qui peuvent parfois être importantes sur les montants d'investissements. Actuellement, ce type de dépenses n'est pas intégré dans la méthodologie k_{ECO} mais si cela devait être le cas à terme, il est important de s'interroger sur le fait que ce soit le consommateur d'électricité qui finance l'ensemble de ces obligations.

Comme indiqué précédemment certaines installations ne semblent pas aller jusqu'à la fin de la 15^e année d'octroi et ont tendance à demander le bénéfice de l'article 15^{ter} avant la fin de la durée d'octroi lorsque le facteur de réduction k ou q commence à s'appliquer, soit à partir de la 10^e année.

En synthèse, un risque de dérapage important réside dans des projets de modification significative dont la configuration – entrant notamment dans les conditions d'un permis d'exploitation antérieur au 1^{er} juillet 2014 – est telle qu'ils s'apparentent à une nouvelle installation mais **échappent, en faisant**

⁵⁶ « Avis sur le 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, tel que modifié par les arrêtés du 20 février 2014 et du 3 avril 2014 », référence CD-15h26-CWaPE-1510

⁵⁷ « Proposition sur les perspectives d'évolution du marché des certificats verts et les adaptations nécessaires à l'horizon 2024 », référence CD-16g20-CWaPE-1594

⁵⁸ Cfr tableau 35, page 90 du « Rapport annuel spécifique 2015 sur l'évolution du marché des certificats verts »

appel à l'article 15ter, au mécanisme des enveloppes et de réservation, tout en bénéficiant d'un k_{Eco} sur dossier, pouvant être supérieur à 1, entraînant un taux d'octroi supérieur au précédent pour une installation ayant déjà bénéficié de soutien pendant 15 ans. L'autre risque est que cette mesure ne semble pas avoir de fin définie (le producteur pourrait donc y faire appel plusieurs fois).

Par ailleurs, le constat objectif qui peut être tiré au niveau de ces installations – que l'on peut qualifier d'« historiques » –, est qu'elles ont bénéficié d'un octroi de CV pendant 15 ans et qu'elles sont en très grande partie amorties. Dès lors, si un soutien complémentaire doit être apporté, il est justifié qu'il soit inférieur au taux de soutien initial, puisque les coûts en jeu ne sont plus de la même importance. De plus, l'exploitation d'une installation pendant 15 ans a permis au producteur de dégager une marge d'auto-financement qui peut être mobilisée pour la poursuite de l'activité.

Les risques de dérives et la situation des installations historiques méritaient une réflexion particulière de la CWaPE. Les objectifs majeurs suivants guident la proposition avec, en toile de fond, le maintien de la production considérée comme « *baseload* » actuellement :

- clarification du cadre d'application de la disposition ;
- clarification du taux d'octroi auquel peut prétendre l'installation concernée ;
- niveau de soutien équitable pour le producteur et la collectivité ;
- simplification du traitement ;
- clarification de la procédure et des délais d'introduction de la demande.

Il faut également mesurer l'impact d'une mesure limitative du taux d'octroi de ces installations (comme cela a été envisagé précédemment par le Gouvernement wallon) sur le productible « historique ». La CWaPE, dans son avis du 28 août 2015, a indiqué que, pour conserver le volume de production des installations « historiques » (c'est-à-dire existantes à la date de l'avis), et donc leur contribution à l'objectif fixé de 13 % de SER en 2020 et 30 % en 2030, il est sans doute nécessaire de prévoir une forme de soutien après la période d'octroi de 15 ans et une procédure spécifique. Cette position figure également dans la proposition relative à l'évolution du marché des CV du 20 juillet 2016⁵⁹.

La CWaPE propose de reprendre les questions principales relatives à l'article 15ter et d'y apporter des réponses, sur base des analyses qu'elle a pu mener et des projets qui lui ont été soumis jusqu'à présent.

a. Qu'entend-on par modification significative ?

Dans un objectif de simplification et de cadrage de la mesure, et sur base de la réflexion présentée au point 7.1.6, la CWaPE considère qu'il faut englober deux cas de figure dans la modification significative :

⁵⁹ « Proposition sur les perspectives d'évolution du marché des certificats verts et les adaptations nécessaires à l'horizon 2024 », référence CD-16g20-CWaPE-1594

- catégorie 1 : l'ajout d'une ou plusieurs unités sur un site existant destinée(s) à la production d'électricité verte et non au traitement des intrants ayant pour conséquence d'en augmenter la puissance et le gain en CO₂ (en lien avec l'alinéa 2 1° de l'article 15ter actuel) ;
- catégorie 2 : le remplacement du groupe électrogène en fin de vie technique d'une unité définie par la CWaPE en fin de première période d'octroi de CV (en lien avec l'alinéa 2 2° de l'article 15ter actuel).

Le seul critère d'augmentation de 20 % du gain en CO₂ comme déclencheur de la mesure n'est pas retenu. On lui préfère l'ajout de l'unité, qui correspond au profil des dossiers qui ont été traités sur le sujet. Un autre élément identifié est que tout « verdissement » des intrants/combustibles pourrait entraîner une prolongation des taux d'octroi, cela qui ne semble pas correspondre à l'esprit de la mesure.

La troisième hypothèse présente dans l'article 15ter actuel et relative au montant consenti pour les investissements n'est pas retenue. En effet, elle est extrêmement difficile à mettre en œuvre et à tenir à jour pour l'ensemble des technologies et par rapport au cadre d'investissement (types de CAPEX à prendre en compte). Elle ne participe pas de la simplification envisagée de la mesure.

b. Quelles sont les installations visées ?

Les installations visées sont différentes selon les catégories du fait de l'intégration, dans la méthodologie de détermination du soutien, de certains investissements au fil de la durée de vie économique des installations bénéficiant du régime k_{ECO} (cfr *supra*) :

- **pour la catégorie 1** : les bénéficiaires sont les installations relevant des régimes de soutien définis aux articles 15 §1^{er} et 15 §1^{er}bis, aux articles 15sexies, 15septies, 15octies §1^{er} et §2, peu importe la date du permis initial. Il n'y a pas de distinction par rapport à un régime antérieur ;
- **pour la catégorie 2** : les bénéficiaires sont les installations relevant du régime de soutien défini à l'article 15 §1^{er} à l'exclusion des installations de la filière photovoltaïque d'une puissance > 10 kW.

Seule la filière photovoltaïque n'est pas visée par l'article 15ter, comme c'est le cas dans la pratique actuelle.

c. À partir de quel moment une installation y a-t-elle droit ? Quels sont les éléments de procédure ?

Au niveau de la **catégorie 1** (nouvelle unité sur un site de production existant), pour éviter tout effet d'aubaine, le saucissonnage des projets ou la multiplication de sites morcelés, il est important qu'un délai existe entre la réalisation du site initial et l'installation d'unités complémentaires. Il est proposé que la demande de bénéficier de l'article 15ter pour de nouvelles unités respecte un délai de 5 ans au minimum depuis l'initialisation des compteurs du site de production.

En ce qui concerne la **catégorie 2** (remplacement d'une ou plusieurs unités groupe électrogène en fin de vie), il est nécessaire d'entrevoir la réflexion en lien avec le principe de prolongation de la durée d'octroi. Dans ce sens, il apparaît que la demande devrait être formulée en fin de période d'octroi du site concerné, soit à partir de la 13^e année et au plus tard un an avant la fin de la période d'octroi pour permettre aux investisseurs de prendre une décision en étant certains de l'éligibilité de leur dossier. Cela permet également d'avoir une meilleure prévisibilité des volumes de CV qui seront octroyés dans ce cadre, mais surtout une vision globale sur la poursuite de la production du site.

Selon la proposition de la CWaPE, un site arrivant en fin de période d'octroi aurait donc 2 options :

- bénéficier d'une période d'octroi complémentaire pour poursuivre, durant un période fixée, la production de l'installation sans investissement majeur ;
- bénéficier d'une nouvelle période d'octroi correspondant à la durée de vie économique de l'installation, pour autant qu'il soit dans les conditions définies plus haut.

Il est proposé que, dans tous les cas le soutien soit limité à 2 périodes.

Afin que cette disposition puisse s'appliquer au mieux, il est nécessaire de définir les principes de procédure minimaux au sein de l'AGW : délai d'introduction de la demande, documents de support à la demande, moment à partir duquel le nouveau taux d'octroi entre en vigueur, Ces éléments sont repris dans la proposition de texte.

d. Quel régime s'applique pour ces installations ?

Pour les raisons exposées plus haut, la CWaPE ne retient pas la formule basée sur le k_{ECO} .

Elle propose des formules de taux d'octroi simples et différentes selon que l'installation se trouve dans la catégorie 1 ou dans la catégorie 2 de la modification significative.

Au niveau de la **catégorie 1**, le volume de CV octroyé est fonction du k_{CO2} de l'unité concernée et de l'énergie électrique nette développée dans les limites fixées par l'article 38 §2 (taux d'économie de dioxyde de carbone) et §6bis (taux d'octroi) du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité pour les sites de production visés. Il lui est appliqué un facteur, appelé facteur d'ajout (Fa), limité à maximum 1 et fonction des coûts de référence de la filière de l'installation.

Dans ce cas, le calcul des CV attribués à la nouvelle unité de production se fait selon la formule suivante :

$$\text{Certificats verts octroyés} = E_{\text{enp}} \times k_{CO2} \times Fa$$

Fa = facteur d'ajout défini par filière en fonction des coûts de référence de la filière, plafonné à 1.

Au niveau de la **catégorie 2**, le volume de CV octroyé est fonction du k_{CO_2} et de l'énergie électrique nette développée, également dans les limites fixées par l'article 38 du décret pour les sites de production visés et il lui est appliqué un facteur de maximum 1 (facteur de remplacement - Fr). En effet, ces installations sont déjà en grande partie amorties, les coûts exposés sont inférieurs aux coûts initiaux d'un nouveau projet et l'installation bénéficie d'infrastructures déjà existantes. Le facteur de remplacement (Fr) dépend de chaque filière.

Dans ce cas, le calcul des CV attribués aux unités de production visées se fait selon la formule suivante :

$$\text{Certificats verts octroyés} = E_{\text{enp}} \times k_{CO_2} \times Fr$$

Fr = facteur de remplacement défini par filière en fonction notamment du coût du groupe électrogène des installations de référence, plafonné à 1.

Afin d'éviter qu'une installation n'ait tendance à aller vers un ajout d'unité plutôt qu'un remplacement d'un groupe électrogène en fin de vie pour bénéficier d'un taux d'octroi plus favorable, une condition complémentaire est imposée dans le cadre de la catégorie 1 : le maintien de la production des unités composant le site initialement.

e. Faut-il fixer une enveloppe destinée à l'article 15ter ?

En ce qui concerne la **catégorie 1** puisqu'il s'agit de nouvelles unités sur un site de production, les CV concernés doivent faire partie de l'enveloppe de CV additionnels définie dans l'annexe 8 de l'AGW du 30 novembre 2006. Le demandeur devra donc introduire une demande de CV auprès de la DGO4-Energie (comme c'est le cas actuellement) en mentionnant qu'il fait appel à l'article 15ter dans le cadre de nouvelle(s) unité(s) sur un site existant. La demande de bénéfice de l'article 15ter sera transmise par le producteur directement à la CWaPE selon une procédure définie par celle-ci et la CWaPE attribuera le nouveau taux d'octroi.

En ce qui concerne la **catégorie 2**, la CWaPE est d'avis qu'il n'est pas possible de fixer une enveloppe correcte étant donné la multitude de configurations qui peuvent se présenter. La limite du bénéfice de la mesure et la fenêtre de 2 ans laissée aux producteurs pour faire part de leur intention de faire appel à l'article 15ter permet d'améliorer la prévisibilité de l'octroi du soutien et donc des projections sur le marché des CV.

f. Information

Il sera nécessaire d'assurer une information adéquate des producteurs concernant la nouvelle mouture de l'article 15ter, de même qu'un traitement spécifique pour les installations qui auraient dépassé le délai fixé dans l'AGW du 30 novembre 2006 ou qui n'y auraient pas fait appel jusqu'ici par méconnaissance de la législation.

PROPOSITION DE LA CWaPE :

La CWaPE est d'avis que, pour garantir le maintien de la production des installations existantes, il est nécessaire de leur octroyer une période de soutien complémentaire d'une durée différente en fonction de l'option choisie : prolongation de la durée de production sans investissement majeur ou investissement plus conséquent pouvant être qualifié de modification significative.

Elle propose également de redéfinir l'article 15ter selon les analyses présentées aux points 7.1.6 et 7.1.6.1, de la façon suivante :

« Art. 15ter.

Alinéa 1

Les sites de production d'électricité verte bénéficiant de certificats verts et de labels de garantie d'origine en application des articles 15§1^{er} à l'exception de la filière photovoltaïque d'une puissance supérieure à 10 kW, des articles 15§1^{er}bis, 15sexies, 15septies et 15octies §1^{er} et §2, peuvent bénéficier, à la fin de leur première période d'octroi, d'une et une seule nouvelle période d'octroi de certificats verts pour autant que ces installations soient couvertes par les autorisations requises pour toute la nouvelle période d'octroi.

Le taux et la durée d'octroi de certificats verts sont définis par la CWaPE en fonction de la filière ou sous-filière de l'installation.

Alinéa 2

Les sites de production d'électricité verte bénéficiant de certificats verts et de labels de garantie d'origine en application de :

- *Pour la catégorie 1 : l'article 15§1^{er} à l'exception de la filière photovoltaïque d'une puissance supérieure à 10 kW, de l'article 15§1^{er}bis, de l'article 15sexies, de l'article 15septies et de l'article 15octies §1^{er} et §2 ;*
- *Pour la catégorie 2 : l'article 15§1^{er} à l'exception de la filière photovoltaïque d'une puissance supérieure à 10 kW ;*

faisant l'objet d'une modification significative, peuvent se voir attribuer des certificats verts et des labels de garantie d'origine pour une et une seule nouvelle période correspondant à la durée de vie économique de l'installation, fixée par la CWaPE, selon la filière de production, conformément aux dispositions du présent article et pour autant que ces installations soient couvertes par les autorisations requises pour toute la nouvelle période d'octroi.

Alinéa 3

Par modification significative, on entend l'une des modifications suivantes :

1° Catégorie 1 : l'ajout d'une ou plusieurs unités de production sur un site de production pré-existant visé à l'alinéa 2 pour autant que la ou les unité(s) pré-existante(s) composant le site soi(en)t maintenue(s) en service. Dans ce cas, le calcul des certificats verts attribués à la nouvelle unité de production se fait selon la formule suivante, dans les limites fixées par

l'article 38 du décret :

Certificats verts octroyés = $E_{enp} \times k_{CO2} \times Fa$;

Où

E_{enp} = électricité nette produite exprimée en MWh

k_{CO2} = coefficient de performance réelle CO₂ du projet envisagé calculé conformément à l'arrêté ministériel du 12 mars 2007 déterminant les procédures et de Code de comptage de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération et dans les limites fixées par l'article 38 du décret, basé sur les énergies entrantes, thermiques et électriques distinctes par unité

Fa = facteur d'ajout, défini par la CWaPE, par filière en fonction des coûts de référence de l'installation, plafonné à 1

2° Catégorie 2 : à la fin de la première période d'octroi de certificats verts du site de production pré-existant visé à l'alinéa 2, le remplacement complet du groupe électrogène arrivé en fin de vie technique, définie par la CWaPE. On entend par "groupe électrogène" l'ensemble constitué, d'une part, du moteur ou de la turbine et, d'autre part, de la génératrice d'électricité, organes de régulation et de commande inclus. Sont exclus, de cette notion, les éléments tels que les chaudières, les gazogènes et les digesteurs. Dans ce cas, le calcul des certificats verts attribués aux unités de production visées se fait selon la formule suivante, dans les limites fixées par l'article 38 du décret :

Certificats verts octroyés = $E_{enp} \times k_{CO2} \times Fr$

Où

E_{enp} = électricité nette produite exprimée en MWh

k_{CO2} = coefficient de performance réelle CO₂ du projet envisagé calculé conformément à l'arrêté ministériel du 12 mars 2007 déterminant les procédures et de Code de comptage de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération et dans les limites fixées par l'article 38 du décret, basé sur les énergies entrantes, thermiques et électriques distinctes par unité

Fr = facteur de remplacement, défini par la CWaPE, par filière en fonction notamment des coûts de référence du groupe électrogène des installations de référence, plafonné à 1

Alinéa 4

Dans l'hypothèse visée à l'alinéa 3 1°, catégorie 1, le producteur introduit son dossier de demande de modification significative à la CWaPE, avant la réalisation de l'investissement et au plus tôt 5 ans après la date d'initialisation du site de production. Le droit à l'obtention des certificats verts est subordonné à l'acceptation préalable par l'Administration du dossier de demande de certificats verts selon les dispositions prévues à l'article 15§1^{er}bis en précisant qu'il souhaite bénéficier de l'article 15ter. Lors de l'introduction de la demande de bénéficiaire de l'article 15 ter à la CWaPE, selon la procédure définie par celle-ci, le producteur communique notamment à la CWaPE :

- Un dossier explicatif complet motivant l'ajout de l'unité de production sur le site, l'intégration de cette unité aux autres, en ce compris les données d'autoconsommation pour le site complet ;*
- Le permis unique, d'exploitation, ou d'environnement relatif au site visé ;*

- *Les caractéristiques techniques de la ou des unité(s) visée(s) ;*
- *Les devis détaillés relatifs à l'installation de la nouvelle unité de production ;*
- *La date estimée de mise en service ;*
- *Le business plan lié à la nouvelle configuration du site de production.*

Si la demande d'ajout vise plusieurs unités, éventuellement avec des dates d'initialisation de compteurs différentes, l'ensemble des documents doit être fourni pour toutes les unités concernées de façon à démontrer la vision globale et l'intégration du site concerné.

Dans l'hypothèse visée à l'alinéa 2 2°, catégorie 2, le producteur introduit son dossier à la CWaPE, avant la réalisation de l'investissement, au plus tôt 3 ans avant et au plus tard un an avant la date de fin d'octroi de la première unité composant le site. Lors de l'introduction de la demande selon la procédure définie par la CWaPE, le producteur communique notamment à la CWaPE :

- *Un dossier explicatif complet motivant le remplacement visé en ce compris les données d'autoconsommation pour le site complet ;*
- *Le permis unique, ou d'exploitation, ou d'environnement relatif au site visé ;*
- *Les caractéristiques techniques de l'ensemble visé ;*
- *Les devis détaillés relatifs au remplacement visé ;*
- *La date estimée de réalisation des investissements et de mise en service ;*
- *Le business plan lié au site de production suite au remplacement du groupe électrogène.*

Si la demande vise le remplacement de plusieurs unités dont les dates d'initialisation de compteurs sont éventuellement différentes, l'ensemble des documents doit être fourni pour toutes les unités concernées de façon à démontrer l'intégration et la vision globale du site concerné.

La CWaPE vérifie si les modifications envisagées correspondent effectivement à une modification significative au sens de l'alinéa 3. La CWaPE se prononce dans un délai de trois mois à compter de la notification par la CWaPE de la complétude du dossier.

La modification significative prend effet le trimestre suivant la date d'adaptation du certificat de garantie d'origine constatant la réalisation de la modification significative telle qu'acceptée par la CWaPE et au plus tôt le lendemain de la fin de la première période d'octroi du site dans l'hypothèse visée à l'alinéa 2 2°.

Le calcul des certificats verts attribués se fait selon les formules définies ci-dessus en fonction des hypothèses reprises à l'alinéa 2.

La période d'octroi initiale du site de production concerné et visé au présent article ne peut être prolongée qu'une seule fois. »

Afin d'éclaircir tous les éléments relatifs aux ajouts d'unités, faciliter le traitement relatif aux questions relatives au permis et ne pas créer de voies parallèles pour des dossiers de même

type, il est proposé la modification suivante à l'article 15§1^{er}bis :

« Par dérogation au paragraphe 1er, pour les unités de production **composant un nouveau site de production dont le permis initial libre de tout recours est postérieur au 30 juin 2014 à partir du 1er juillet 2014**, autres que les installations de production d'électricité à partir de panneaux photovoltaïques **d'une puissance nette inférieure à 10 kW**, et à l'exclusion de la **catégorie 1 définie à l'article 15ter**, le droit d'obtenir des certificats verts est limité à dix ou quinze ans selon la filière de production conformément à l'annexe 5 et est subordonné à l'acceptation préalable par l'Administration du dossier de demande de certificats verts. »

7.1.7. Durée d'octroi du soutien

Comme mentionné précédemment, dans le cadre de l'actualisation de la méthodologie de calcul des coefficients économiques k_{ECO} , il apparaît opportun d'aligner la durée d'octroi sur la durée de vie technico-économique et ce pour l'ensemble des filières éligibles. Ces durées d'octroi seraient celles définies au Chapitre 4 et rappelées dans le tableau suivant :

Tableau 35 DURÉE D'OCTROI DU SOUTIEN À LA PRODUCTION PAR FILIÈRE

Filière de production d'électricité verte	Durée de vie technico-économique proposée[1]
Photovoltaïque	25 ans
Éolien	20 ans
Hydraulique	40 ans
Biomasse solide	20 ans
Biogaz	20 ans
Cogénération fossile	20 ans

[1] La méthodologie de calcul du niveau de soutien prévoit un ou plusieurs remplacement du moteur/de la turbine en fonction du nombre d'heures d'utilisation maximum de ces éléments.

PROPOSITION DE LA CWaPE :

La CWaPE propose d'intégrer les durées de vie technico-économiques des installations, reprises dans le tableau ci-dessus, dans l'actualisation méthodologique nécessaire des coefficients k_{ECO} à approuver par le Gouvernement wallon.

7.1.8. Majoration des k_{ECO}

Depuis la mise en place du système de réservation et de CV additionnels annuels le 1^{er} juillet 2014, 9 dossiers de demande de majoration du k_{ECO} ont été introduits pour la filière hydraulique et 19 dossiers pour la filière éolienne d'une puissance ≤ 100 kW.

Tableau 36 *k_{ECCO} MAJORÉ – LISTES DES DOSSIERS RÉCEPTIONNÉS ET TRAITÉS*

Filière	Puissance	Site de production	Réception DGO4	k _{ECCO} majoré	k _{ECCO} calculé
Hydraulique	70 kW	Barrage Bacquelaine	20 juillet 2015	2,50	5,83
	605 kW	Barrage Monceau	23 juillet 2015	2,50	2,96
	99 kW	Mery	22 septembre 2016	2,25	2,25
	1397 kW	Centrale hydroélectrique de Tailfer	30 décembre 2016	2,24	2,24
	4,5 kW	Moulin des Anglais	31 mars 2017	2,50	0,00
	1316 kW	Centrale hydroélectrique de Houx	18 décembre 2017	2,30	2,38
	1169 kW	Centrale hydroélectrique de Anseremme	28 décembre 2017	2,30	2,61
	975 kW	Centrale hydroélectrique de Dinant	28 décembre 2017	2,50	3,59
	996,5 kW	Centrale hydroélectrique de Rivière	28 décembre 2017	2,50	2,97
Eolien	10 kW	F100 Obigies	24 mai 2016	1,30	2,87
	10 kW	F100-10 Ghoy	24 mai 2016	1,30	2,07
	10 kW	Fairwind Oeudeghien	5 juillet 2016	1,30	6,15
	10 kW	Fairwind Stavelot	5 juillet 2016	1,30	12,00
	10 kW	Fairwind BMW Arlon	4 août 2016	1,30	7,94
	50 kW	F180-50 Bruyère - ref SN018	30 mai 2017	1,29	1,29
	10 kW	F100-10 Bernissart - ref SN021	30 mai 2017	1,30	3,49
	50 kW	F180-50 Waimes - ref SN016	6 juin 2017	1,30	2,29
	10 kW	F100-10 Ellezelles Denutte - ref SN024	3 janvier 2018	1,30	4,17
	10 kW	F100-10 Waimes Dethier - ref SN030	3 janvier 2018	1,30	6,55
	10 kW	F100-10 Hotel Orange - ref SN02817	3 janvier 2018	1,30	1,81
	10 kW	F100-10 Ellezelles Damme - ref SN023	3 janvier 2018	1,30	2,5
	10 kW	F100-10 Honnelles Lisbet - ref SN022	3 janvier 2018	1,30	2,58
	10 kW	F100-10 Weverbergh Enghien - ref SN027	3 janvier 2018	1,30	3,27
	10 kW	F100-10 Assesse Andrienne - ref SN033	17 janvier 2018	1,30	13,31
	10 kW	F100-10 Raeren Schumacher - ref SN036	17 janvier 2018	1,30	7,96
	10 kW	F100-10 Renson Ohey SN032	26 janvier 2018	1,30	4,15
	50 kW	F180-50 Wasmuel IDEA ref SN025	28 février 2018	1,30	2,39
	10 kW	F100-10 Deprêtre Soignies ref SN029	9 mars 2018	1,30	2,3

Aucun dossier faisant appel à l'article 15octies §1^{er} n'a été reçu. Cet article vise la majoration du k_{ECCO} pour les installations à partir de biométhanisation agricole ou de graisse animale.

7.1.8.1. Filière hydraulique

Conformément à l'article 15sexies de l'AGW du 30 novembre 2006, le coefficient k_{ECCO} publié peut être majoré, sur dossier, au maximum de 1,5 CV/MWh produit s'il ne permet pas de garantir la rentabilité de référence fixée à 7 % sans toutefois excéder le taux d'octroi maximal prévu par le décret.

Les dossiers introduits présentent des données technico-économiques (CAPEX, OPEX, niveau d'auto-consommation, heures de fonctionnement, etc.) significativement différentes de celles considérées par la CWaPE pour définir les installations de référence présentées dans la méthodologie k_{ECCO} (CD-14j24-CWaPE), travail pourtant réalisé en étroite collaboration avec le secteur.

L'analyse des données communiquées par les demandeurs a abouti à un k_{ECCO} supérieur à 2,5 dans cinq cas sur neuf, situés dans une fourchette de 3 à 6. Conformément à l'article 15sexies de l'AGW du 30 novembre 2006 et à l'article 38, §6bis, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, le taux d'octroi a été plafonné à 2,5 CV/MWh.

7.1.8.2. Filière éolienne

Conformément à l'article 15septies de l'AGW du 30 novembre 2006, pour les installations d'une puissance ≤ 100 kW, le coefficient k_{ECCO} publié peut être majoré, sur dossier, de maximum 0,3 CV/MWh

produit s'il ne permet pas de garantir la rentabilité de référence fixée à 7 % sans toutefois excéder le taux d'octroi maximal prévu par le décret.

Pour les installations d'une puissance ≤ 100 kW, le nombre limité de sources a amené la CWaPE à maintenir les k_{ECO} relatifs à cette classe de puissance à 1, comme pour l'ensemble de la filière lors de la définition de la méthodologie k_{ECO} en 2014.

L'analyse des données communiquées par les demandeurs a abouti à un k_{ECO} supérieur à 1,3, variant de 2,07 à 13,31 dans 18 cas sur 19. Conformément à l'article 15septies de l'AGW, le k_{ECO} a été plafonné à 1,3.

7.1.8.3. Dérives et obstacles

La possibilité offerte au producteur d'introduire un dossier basé sur des données technico-économiques s'écartant de celles correspondant aux installations de référence définies par la CWaPE peut, dans certains cas, amener à octroyer un soutien plus élevé à des sites moins performants ou dont la configuration n'est pas optimale, alors que ce soutien est financé par la collectivité.

Il est à noter que le manque de sources d'informations ne permet pas de vérifier correctement la véracité de l'ensemble des données communiquées par le demandeur. Les demandes introduites concernent essentiellement des sites de production qui sont au stade de projet. Il est par ailleurs difficile de valider les paramètres retenus (autoconsommation, etc.) qui ne sont que des estimations, mais qui ont une grande influence sur le calcul du k_{ECO} . De plus, le k_{ECO} majoré défini s'applique durant 15 années sans révision.

La CWaPE se retrouve donc dans une situation où elle est obligée d'accepter les données qui lui sont fournies et qui dérogent aux paramètres de référence qu'elle a considérés comme optimaux. La justification de cette mesure au bénéfice des producteurs est peu compréhensible au regard du bon usage du financement public. En effet, elle semble financer des configurations peu favorables ou des projets qui, même avec le taux de soutien accordé dans les limites de l'AGW du 30 novembre 2006, ne peuvent trouver, au regard des chiffres communiqués, de rentabilité suffisante.

Le tableau ci-dessous reprend les projections d'octroi de CV aux 2 filières visées si l'ensemble des installations supplémentaires fait appel au k_{ECO} majoré. Ce tableau se base sur les productions annuelles additionnelles reprises dans l'annexe 1 de l'AGW du 30 novembre 2006. Pour la filière hydraulique, elles correspondent aux projets d'équipements de la SOFICO :

Tableau 37 k_{ECO} MAJORÉ – NOMBRE DE CV ADDITIONNELS OCTROYÉS

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
Production additionnelle annuelle en MWh												
Hydraulique	2.970	3.740	14.000	14.000	14.000	10.000	8.000	8.000	8.000	6.000	6.000	
Eolien [0 ; 100 kW]	100	56	56	56	56	340	340	340	340	340		
Nb CV additionnels octroyés	575	6.399	22.845	38.262	53.678	65.036	73.938	82.840	91.742	96.244	102.844	634.403

En ce qui concerne les majorations relatives à la biométhanisation agricole et aux graisses animales (article 15octies §1^{er}), il n'est pas possible de réaliser une estimation.

Dans un souci de non-discrimination par rapport aux deux filières visées ci-dessus, si le Gouvernement décide d'abroger les articles 15*sexies* et 15*septies* de l'AGW du 30 novembre 2006, la CWaPE recommande que l'article 15*octies* §1^{er} soit abrogé également, notamment suite au travail de fond qui a été réalisé par la CWaPE lors de l'actualisation de la méthodologie k_{ECO} .

PROPOSITION DE LA CWAPE :

Au regard des éléments d'analyse exposés plus haut, la CWaPE propose de supprimer les mesures relatives aux k_{ECO} majorés, soit les articles 15*sexies*, *septies* et *octies* §1^{er} de l'AGW du 30 novembre 2006.

En ce qui concerne les projets d'équipements de la SOFICO, elle est d'avis qu'ils pourraient bénéficier d'un soutien alternatif comme proposé dans le *phasing-out* du mécanisme.

7.1.9. Octroi anticipé

L'AGW du 14 janvier 2010, modifiant l'AGW du 30 novembre 2006, introduit la notion d'octroi anticipé en stipulant que, pour les demandes introduites à partir du 1^{er} décembre 2009, les sites de production d'une puissance ≤ 10 kW bénéficient d'un octroi anticipé de CV pour autant que l'installation visée n'ait pas bénéficié de l'octroi de la prime prévue par l'arrêté ministériel du 20 décembre 2007 relatif aux modalités et à la procédure d'octroi des primes visant à favoriser l'utilisation rationnelle de l'énergie et que le producteur ait formellement renoncé à celle-ci.

Les CV sont octroyés anticipativement au moment de la notification par la CWaPE de la décision d'acceptation de la demande, à concurrence du nombre estimé de CV à recevoir pour une période de production de cinq années et sous réserve d'un plafond de 40 CV. Les producteurs restent tenus d'introduire leurs relevés de comptage trimestriellement afin, dans un premier temps, de rembourser le montant de CV octroyés anticipativement et, dans un second temps, de bénéficier des octrois de CV sur le solde de la période de 15 ans.

L'AGW du 27 juin 2013, modifiant à son tour l'AGW du 30 novembre 2006, a exclu les installations de production d'électricité à partir de panneaux photovoltaïques d'une puissance ≤ 10 kW du bénéfice de l'octroi anticipé de CV, lorsque, pour ces installations, la date de référence pour la détermination des modalités d'attribution des CV applicables à ces installations, telle que définie par l'article 15*quater*, alinéa 2, est postérieure à la date du 18 juillet 2013 (entrée en vigueur de l'AGW du 27 juin 2013).

Afin d'éviter toute discrimination entre les filières, la CWaPE est d'avis qu'il faut supprimer l'octroi anticipé pour toutes les installations de production d'électricité verte d'une puissance ≤ 10 kW.

Il est important de souligner que l'AGW du 30 novembre 2006 doit être précisé en ce qui concerne les comptes CV négatifs.

PROPOSITION DE LA CWAPE :

La CWaPE est favorable à l'abrogation des 2 premiers alinéas de l'article 13 §2 de l'AGW du 30 novembre 2006, relatifs à l'octroi anticipé de CV. Par contre, la CWaPE propose que les

alinéas 3 et 4, qui organisent la procédure en cas de compte CV en négatif, soient modifiés comme suit :

« En cas de transfert de propriété ou d'arrêt du site de production, le producteur vert ayant bénéficié de l'octroi anticipé dont le solde du compte de certificats verts est négatif, devra équilibrer son compte dans la banque de données de la CWaPE par l'achat de certificats verts sur le marché acheter sur le marché, au plus tard dans un délai de trois mois suivant le transfert de propriété ou l'arrêt du site de production. Le site de production ne sera plus éligible à un octroi anticipé au bénéfice de son nouveau propriétaire.

En cas de perte de production, notamment à la suite d'une panne, de la disparition ou d'une destruction de l'installation, le producteur vert devra acheter sur le marché, dans un délai de six mois suivant la survenance de la cause de perte de production, un nombre de certificats verts permettant d'équilibrer son compte dans la base banque de données de la CWaPE.

Le code de comptage prévu à l'article 9 précise les modalités de régularisation visées au paragraphe 2 ; le cas échéant, la CWaPE établit et publie sur son site internet pour le 1er mai 2019 la procédure de régularisation visées aux alinéas 3 et 4. ... ».

7.1.10. Facteur correcteur rho pour les installations d'une puissance ≤ 10 kW

L'article 15§1^{er bis} de l'AGW du 30 novembre 2006 stipule que le facteur rho s'applique aux installations des filières éolienne et hydro-électrique de puissance ≤ 10 kW. Il serait judicieux de les exclure de cette mesure notamment parce que les paramètres de ces installations spécifiques ne sont pas du tout ceux des installations de puissance >10 kW.

PROPOSITION DE LA CWaPE :

La CWaPE propose de ne pas appliquer de facteur rho aux installations d'une puissance ≤ 10 kW, visées par le k_{ECO} et de modifier l'article 15§ 1^{er bis} de la façon suivante :

« Pour l'ensemble des filières d'électricité verte, le Gouvernement peut fixer des plafonds de taux d'octroi sans excéder le plafond fixé par l'article 38, §6bis, du décret. Par dérogation à l'alinéa 11, pour les filières hydro-électrique, d'hydro-électricité, d'électricité produite à partir de panneaux photovoltaïque d'une puissance nette supérieure à 10 kW et à partir et éolienne, d'une puissance nette supérieure à 10 kW, un coefficient correcteur " rho " du taux d'octroi permettant de moduler le taux d'octroi de certificats verts en fonction du niveau de prix du marché de l'électricité ENDEX est appliqué comme suit : ... ».

7.1.11. Traitement automatique des demandes de garantie d'achat de CV au prix minimum de 65 EUR

Dans une optique de simplification administrative, de non-discrimination et dans le but d'éviter que les installations ayant fait l'objet d'une modification significative (article 15^{ter}) ne perdent leur droit à la garantie d'achat automatique des CV dont elles bénéficiaient éventuellement antérieurement à la

notification de reconnaissance de modification significative, la CWaPE propose de modifier l'article 40, alinéa 2 du décret électricité afin d'étendre la garantie d'achat automatique aux installations qui ne bénéficient pas, à la date d'entrée en vigueur du décret-programme, d'une décision positive en vertu de l'article 40, alinéa 1.

Selon la lecture des dispositions applicables en matière de garantie d'achat, l'installation pour laquelle une modification significative a été reconnue ne bénéficie pas d'une garantie d'achat automatique des CV. L'article 24 *octies*/1 de l'AGW du 30 mars 2006 prévoit en effet le bénéfice de l'achat garanti automatique pour « *les installations visées à l'article 38, § 6bis du décret* », ce qui n'est donc pas le cas des installations bénéficiant de la mesure de l'article 15ter, auxquelles on octroie un nouveau soutien, d'une durée de 15 ans.

Cet article 38, §6bis vise « *les installations autres que les installations photovoltaïques d'une puissance nette inférieure ou égale à 10 kW postérieures à la date d'entrée en vigueur du décret du 27 mars 2014 modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité en ce qui concerne la promotion des sources d'énergie renouvelables et de la cogénération de qualité* ». Il y a ici une incertitude car ce décret est assorti de deux dates d'entrée en vigueur. Il s'agit du 17 avril 2014 pour l'ensemble de ses dispositions, mis à part justement l'article 38, §6bis qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2015.

Selon la CWaPE, le producteur ne pourrait à la fois soutenir qu'il s'agit d'une même installation modifiée aux fins de l'article 15ter de l'AGW du 30 novembre 2006 et d'une nouvelle installation visée par l'article 38, §6bis du décret électricité.

Il convient par ailleurs de mettre fin à l'incertitude pointée ci-dessus, et à d'importantes différences de traitement, au niveau administratif et au niveau de la sécurité des investissements, des installations de production à l'égard de la garantie d'achat au prix minimum garanti.

Par ailleurs, en ce qui concerne les différentes filières :

- tous les sites biomasse ayant déjà fait l'objet d'un calcul déterminant la durée de garantie d'achat au prix de 65 EUR/CV par le GRTL ont bénéficié d'une garantie de 180 mois. Les sites ayant bénéficié de la mesure de sauvetage, telle que définie à l'article 15octies §2 de l'AGW du 30 novembre 2006, ont tous démontré leur absence de rentabilité, sur base du taux d'octroi dont ils bénéficiaient et tenant compte d'un octroi sur 15 ans et d'un prix unitaire des CV de 65 EUR ;
- les sites éoliens, quant à eux, bénéficient, dans le régime k_{ECO} , d'une garantie automatique de 180 mois alors que le taux d'octroi est identique à celui dont bénéficient les sites non soumis au régime k_{ECO} et ce pour un niveau de CAPEX similaire ;
- les sites des filières hydraulique et biogaz bénéficient, dans le régime k_{ECO} , d'une garantie automatique de 180 mois ainsi que d'un facteur k_{ECO} supérieur à 1 (excepté pour la classe de puissance > 1 MW pour la filière hydraulique), amenant dès lors à un taux d'octroi supérieur à celui dont bénéficient les sites non soumis au régime k_{ECO} . Sur cette base, il paraît logique de leur accorder une garantie d'achat régionale de 180 mois ;

- les sites de production non soumis au régime k_{ECO} se voient appliquer, dès la 11^{ème} année d'octroi, un facteur réducteur k_{red} , déterminé sur base d'une méthodologie de calcul prenant notamment comme hypothèse un octroi de CV pendant 15 ans au prix unitaire de 65 EUR (arrêté ministériel du 2 mars 2015 modifiant l'arrêté ministériel du 29 septembre 2011 déterminant le facteur de réduction « k » à partir du 1^{er} octobre 2011). De ce fait, un calcul de durée de garantie d'achat au prix fixé de 65 EUR/CV avec application du facteur de réduction k_{red} à partir de la 11^{ème} année, amène à 180 mois ;
- les sites photovoltaïques d'une puissance > 10 kW ont presque tous déjà introduit une demande de garantie d'achat de leurs CV. La CWaPE estime que le nombre de dossiers pouvant encore être introduits par les producteurs se limite à moins de 200 et qu'aucun site ne jouira d'un surprofit substantiel en bénéficiant d'une garantie d'achat automatique de 120 ou 180 mois suivant le régime applicable.

Les éléments de cette analyse sont repris dans l'avis CD-18b09-CWaPE-1763 relatif aux « *Dispositions relatives à l'énergie (articles 124 à 175) de l'avant-projet de décret-programme adopté en 1^{re} lecture le 21 décembre 2017* ».

PROPOSITION DE LA CWaPE :

La CWaPE propose d'octroyer une garantie automatique d'achat aux sites n'en bénéficiant pas encore, ce qui se traduit par le remplacement de l'article 40, alinéa 2 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité comme suit :

« À partir de la date d'entrée en vigueur du [référence décret-programme], les installations autres que les installations photovoltaïques d'une puissance nette inférieure ou égale à 10 kW, qui ne bénéficient pas de la garantie d'achat visée à l'article 1^{er}, en bénéficient automatiquement ».

7.1.12. Fréquence de révision du k_{ECO} filière photovoltaïque, durée de vie et prix de l'électricité autoconsommée

La CWaPE considère que le rythme semestriel d'actualisation des k_{ECO} de la filière photovoltaïque de plus de 10 kW reste nécessaire afin de tenir compte de l'évolution des coûts d'investissement de la filière, toujours en phase de diminution. La CWaPE souhaite néanmoins faire le lien avec les éléments à modifier dans le cadre de la proposition d'actualisation de la méthodologie de calcul des coefficients économiques en attente d'approbation du Gouvernement wallon. Il s'agit de :

- l'adaptation de la durée de vie économique à 25 ans ;
- la suppression du prix plancher pour le calcul du coût évité de l'électricité auto-consommée (voir *supra*).

La modification de ces éléments permettra d'aboutir à un coefficient économique davantage adapté aux réalités technico-économiques des projets.

PROPOSITION DE LA CWAPE :

La CWAPE propose de conserver la fréquence semestrielle de révision des k_{ECO} pour la filière photovoltaïque d'une puissance > 10 kW, d'adapter sa durée de vie à 25 ans et de supprimer le prix plancher du coût évité de l'électricité autoconsommée.

7.1.13. Simplification à destination des installations d'une puissance ≤ 10 kW

En préparation au *phasing-out* du mécanisme de soutien, qui pourrait prendre place en 2021, la CWAPE suggère d'étudier la possibilité d'une simplification administrative concernant les producteurs propriétaires d'une installation d'une puissance ≤ 10 kW, dont une très grande majorité de producteurs SOLWATT.

En effet, la possibilité de simplifier les obligations qui incombent à ces producteurs avec pour objectif un traitement plus efficace des dossiers pourrait amener des bénéfices réciproques aussi bien du côté du producteur que de la CWAPE.

7.1.14. Nécessité de définir la biométhanisation agricole

Suite aux observations que la CWAPE a pu faire depuis la mise en place du régime k_{ECO} , elle est d'avis que la biométhanisation agricole doit être définie dans l'AGW du 30 novembre 2006 afin d'éviter certaines dérives. Une définition a été proposée au Ministre de l'Energie en juillet 2016. Elle figure également dans la proposition d'actualisation de la méthodologie de calcul des coefficients économiques k_{ECO} , transmise au Ministre de l'Energie le 2 février 2017.

PROPOSITION DE LA CWAPE :

La CWAPE propose d'insérer dans l'AGW du 30 novembre 2006, la définition suivante :

"Unités de biométhanisation agricole" : unités de biométhanisation dont la gestion est réalisée, via les instances décisionnelles, par, au minimum, un agriculteur et dont les intrants sont constitués à plus de 50 % en masse de substrats, effluents et biomatières directement issus de l'agriculture.

7.1.15. Traitement des prix de l'électricité verte négatifs

La CWAPE tient à souligner qu'une attention particulière est accordée tant par le législateur européen que par la Commission européenne à la problématique des prix négatifs. Il convient en effet d'éviter d'inciter les bénéficiaires d'un soutien à la production à produire lorsque le prix de l'électricité est négatif sur le marché.

La Région flamande a, le 27 octobre 2017, notifié la révision de son mécanisme de CV à la Commission européenne, qui a rendu une décision favorable le 16 février 2018. Dans son analyse, la Commission européenne souligne que les mécanismes adéquats sont mis en place en Flandre pour éviter d'inciter les producteurs à produire de l'électricité à des prix négatifs.

PROPOSITION DE LA CWAPE :

La CWAPE est d'avis que le législateur wallon devrait prévoir au plus vite des mesures garantissant l'objectif défini au niveau européen en ce qui concerne le soutien à la production d'électricité verte et les prix de l'électricité négatifs.

7.2. Simplification de la transmission des données relatives aux réductions de quotas de CV pour les entreprises en accord de branche

Suite à plusieurs contacts avec les acteurs du marché, certaines difficultés d'ordre administratif ont été identifiées dans le cadre de la procédure liée à l'obtention des réductions de quota de CV et notamment les 2 suivantes :

- l'obtention des attestations papier auprès des clients finals dans les délais ;
- l'impossibilité de régulariser des attestations qui ont été rendues hors délai, alors que pour les données de fourniture, un train mobile de quatre trimestres est toléré.

Les acteurs ont demandé à la CWAPE de se baser sur sa liste des entreprises pouvant bénéficier de réductions en lieu et place de l'envoi des attestations papier à obtenir auprès des clients finals. En pratique, cette liste est tenue par la DGO4-Énergie et il semble qu'elle ne soit pas toujours actualisée de façon suffisamment régulière. En outre, elle ne contient pas les codes EAN des entreprises visées. Cette procédure est à améliorer.

Afin de répondre à la problématique soulevée quant à la difficulté d'obtention des attestations papier de la part des clients finals, la CWAPE propose d'autoriser l'envoi et la réception des attestations de demandes de réduction de quota par toute procédure électronique qu'elle définirait :

- un seul envoi par trimestre par le fournisseur concerné ;
- regroupement de toutes les attestations co-signées ;
- accepté par la CWAPE pour autant que les informations soient réceptionnées, de façon électronique, au plus tard le dernier jour ouvrable de la fin du deuxième mois qui suit le trimestre écoulé.

Il est important de noter que, si le Gouvernement adhère à la proposition de la CWAPE sur ce point, une modification de l'AGW du 30 novembre 2006 est nécessaire.

Enfin, au vu des difficultés déjà rencontrées par le passé concernant la liste des entreprises en accord de branche gérée par la DGO4-Énergie, certains éléments ont été identifiés entre la CWAPE et la DGO4-Énergie et doivent être appliqués :

- à chaque audit réalisé par la DGO4-Énergie pour une nouvelle entreprise qui souhaite faire partie d'un accord de branche, la CWAPE doit être avertie par mail ;

- la CWaPE a demandé qu'une notification du Gouvernement wallon relative aux nouveaux entrants et sortants soit réalisée au moins une fois par trimestre et lui soit transmise. C'est en fonction de ces notifications que l'Administration met à jour la liste publiée sur son site internet et que la CWaPE peut être informée au plus vite.

PROPOSITION DE LA CWAPE :

Concernant la procédure d'ouverture du droit à la réduction de quota pour les entreprises en accord de branche, appliquée par les fournisseurs, la CWaPE propose de remplacer l'envoi par courrier postal par une procédure électronique qu'elle définira.

La CWaPE est également d'avis que la procédure de suivi des entreprises en accord de branche gérée par la DGO4-Énergie doit être améliorée afin que la CWaPE puisse exercer correctement sa mission de contrôle.

7.3. Mesures liées au financement du régime de soutien

7.3.1. Gestion de l'excédent de CV sur le marché

Comme la CWaPE a pu le détailler dans ses avis CD-15h26-CWaPE-1510 du 28 août 2015 sur « *le 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, tel que modifié par les arrêtés du 20 février 2014 et du 3 avril 2014* » et CD-16g20-CWaPE-1594 du 20 juillet 2016 sur « *les perspectives d'évolution du marché des certificats verts et les adaptations nécessaires à l'horizon 2024* » et au vu de la situation actuelle du marché des CV, présentant un déficit structurel, les options possibles permettant un rééquilibrage doivent toucher l'offre et/ou la demande de CV.

Concernant l'offre de CV sur le marché, la CWaPE relève que l'élément sur lequel le Gouvernement a la possibilité d'agir concerne le volume de CV octroyés de manière à en limiter le nombre sur le marché. Les leviers identifiés sont les suivants :

- **diminution des enveloppes de CV additionnels définies pour atteindre les objectifs de production d'électricité verte à l'horizon 2030, pouvant résulter d'une diminution du taux de soutien, des taux de rentabilité interne fixés par le Gouvernement wallon ou d'une diminution du plafond d'octroi**

Toutefois, la CWaPE souligne qu'il est important de bien mesurer les conséquences de telles mesures notamment en termes de confiance des investisseurs dans les politiques wallonnes de soutien au renouvelable ou de difficulté à atteindre ses objectifs d'énergie SER.

Néanmoins, ces possibilités peuvent être envisagées si elles sont entreprises simultanément à une diminution des taux d'octroi par filière. Cette diminution des taux d'octroi peut quant à elle être envisagée sur base d'une adaptation de la méthodologie de calcul des coefficients économiques k_{ECO} allongeant par exemple les durées d'octroi du soutien à la production pour s'aligner sur les durées de vie économique des installations ou diminuant les taux de rentabilité de référence

définis à l'annexe 7 de l'AGW du 30 novembre 2006. La mise en place d'un soutien spécifique à la chaleur verte et financé par un fond spécifiquement dédié peut également jouer sur le niveau d'octroi de CV.

La demande de CV est, quant à elle, guidée par le quota de CV à restituer par les acteurs du marché soumis à cette obligation⁶⁰. La CWaPE identifie les leviers suivants pour agir sur la demande :

- **Modification de la demande de CV liée à l'OSP retour quota :**

- augmentation du quota nominal applicable ;
- diminution des réductions de quota accordées aux entreprises en accord de branche ou en ligne directe ;
- augmentation du périmètre de la fourniture soumise à quota. Cette possibilité est toutefois délicate étant donné que les volumes situés en dehors de la fourniture soumise à quota concernent les consommations des fournisseurs dans les centrales de pompage/turbinage (correspondant à l'énergie électrique absorbée par l'opération de pompage, laquelle entre alors dans le périmètre de la fourniture soumise à quota une fois restituée par l'opération de turbinage).

À côté de ces 2 dimensions du marché des CV, l'offre et la demande, le Gouvernement peut également décider **d'augmenter les moyens de financement complémentaires**, matérialisés par le système d'appel au prix minimum garanti mis en œuvre par le GRTL, Elia, afin de répondre au surplus de l'offre de CV ne pouvant être absorbé par la demande. Les leviers sont les suivants :

- augmentation du niveau de la surcharge CV wallons. La décision d'acceptation de cette augmentation n'est cependant pas de la responsabilité du Gouvernement wallon étant donné qu'il s'agit d'une compétence fédérale de la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG). Les récents mécanismes de temporisation, prévus par le Gouvernement wallon, constituent un levier pour la maintenir à son niveau actuel, qu'il pourrait décider de ne plus actionner ;
- diminution des exonérations de 85 % ou 50 % accordées aux clients finals visés par le §5 de l'article 42bis du décret électricité ;
- augmentation de l'assiette de la surcharge CV wallons. Tel que le prévoit le §1^{er} de l'article 42bis du décret électricité, la surcharge est due par les clients finals raccordés à un niveau de tension ≤ 70 kV, sur chaque kWh qu'ils prélèvent du réseau pour leur usage propre. Comme exposé *supra*, les clients finals directement raccordés sur le réseau de transport (niveau de tension > 70 kVA) ne sont pas soumis à la surcharge CV wallons. Toutefois, la question se pose de savoir quel opérateur pourrait percevoir la surcharge CV wallons qui en résulte puisque les nouveaux consommateurs finals visés ne sont pas inclus dans le périmètre du GRTL, Elia.

⁶⁰ Article 25 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération.

À côté des 2 modes de financement du mécanisme de soutien à charge du consommateur d'électricité, le Gouvernement wallon a également la possibilité de mettre en place **une taxe spécifique**, à charge du contribuable wallon, afin de créer un fond destiné à absorber l'excédent de CV sur le marché ainsi que les sorties de mises en réserve et de temporisation, respectivement de 2019 à 2022 pour les mises en réserve et à partir de 2022 pour l'opération de temporisation réalisée en 2017.

Enfin, mais cette solution n'est pas préconisée par la CWaPE, le Gouvernement wallon pourrait également **procéder à une (ou plusieurs) nouvelle(s) opération(s) de portage/temporisation qui aurai(en)t pour but de sortir du marché temporairement le surplus identifié de CV**. Il est une nouvelle fois important de noter que de telles opérations nécessitent des garanties fortes dans le chef des parties prenantes à ces opérations et qu'elles sont particulièrement complexes et difficiles à mettre en place. La CWaPE n'est pas favorable à la réalisation d'opérations de portage/temporisation, qui n'ont pour effet que de postposer le problème, créer une dette et reporter le coût qui sera, *in fine*, supporté par le consommateur d'électricité.

La CWaPE ne s'est pas penchée sur le chiffrage des possibilités envisagées ci-dessus et se tient à la disposition du Gouvernement pour approfondir les pistes qu'il jugera pertinentes de développer.

7.3.2. Prix des certificats verts en préparation à la mise en place du *phasing-out*

La proposition de la CWaPE reprise dans les chapitres précédents envisage un *phasing-out* complet vers le mécanisme E-SER.

Lors du basculement d'un mécanisme à l'autre, il convient d'organiser la conversion des CV faisant partie des stocks encore détenus par les acteurs du marché, à savoir les producteurs, les fournisseurs, les gestionnaires de réseau, les intermédiaires et les cessionnaires.

Comme cela a été détaillé dans le premier chapitre, ces dernières années, le prix unitaire du CV tend à se rapprocher du prix minimum garanti de 65 EUR. Cette tendance devrait se confirmer du fait de l'excédent de certificats sur le marché, toujours présent, consécutif à l'inadéquation entre l'offre et la demande.

Pour ce qui est de la valorisation des stocks de CV, faisant parfois l'objet de contrats long terme à un prix de CV supérieur au prix minimum garanti, la CWaPE préconise qu'il soit déjà précisé que les CV, au moment et postérieurement au basculement dans le mécanisme E-SER, ne pourront être valorisés qu'au prix minimum garanti de 65 EUR/CV HTVA, et ce afin de permettre aux acteurs de prendre les devants quant aux contrats conclus et à conclure et d'éviter tout risque de manipulation du marché des CV à l'approche de la date de basculement vers le *phasing-out*, en 2021.

L'option peut également être choisie de fixer un prix unitaire du CV à 65 EUR pour tous les échanges à partir du 1^{er} janvier 2019. Néanmoins, cette fixation du prix aurait pour conséquence de mettre définitivement un terme au marché des CV, la dynamique de l'offre et de la demande étant totalement supprimée, malgré l'existence des titres virtuels. Par ailleurs, les producteurs n'auraient plus d'intérêt financier à réaliser des transactions de vente de leurs CV à des acteurs devant remplir leur obligation de retour quota et se détourneraient progressivement de ce marché, au profit du prix minimum garanti par le GRTL, Elia.

En effet, il semble *a priori* plus simple pour les producteurs de vendre directement leurs CV au prix minimum garanti au GRTL, Elia (plus de nécessité de conclure des contrats de vente et plus de transaction à effectuer sur l'extranet de la CWaPE). Ce choix de vente automatique aurait également comme conséquence de conduire à une difficulté accrue pour les acteurs soumis à l'obligation de retour quota de trouver des CV sur le marché afin d'honorer leur obligation.

Par ailleurs, les producteurs ne bénéficiant plus de la garantie d'achat au GRTL (fixée par arrêté ministériel) se verraient dans l'impossibilité de vendre leurs CV aux fournisseurs.

Un autre point est à mettre en évidence : l'assiette de financement de la surcharge CV wallons étant inférieure à celle du quota CV, l'option décrite ci-avant aurait pour conséquence d'augmenter le niveau de la surcharge visée ci-dessus et ce de manière inéquitable pour les différentes catégories de consommateurs d'électricité, par rapport au système initialement défini.

En conclusion, il convient d'être très attentif aux conséquences de la fixation du prix d'échange des CV sur le marché. Les impacts de la fixation d'un prix à 65 EUR lors du basculement vers le *phasing-out* complet sur les conventions pré-existantes devront être analysés en détail avec les acteurs concernés, en veillant notamment à ne pas déstabiliser les droits et obligations des parties impliquées.