

Empowering you
to act on climate change

Service Public de Wallonie — Direction Générale Territoire, Logement, Patrimoine, Energie

Évaluation du mécanisme des certificats verts en Wallonie – Rapport final

29 février 2024

Auteurs

Jeanne Dumoulin
Axel Gautier
Maïté Mawet
Dimitri Mertens
Olivier Squilbin
Antoine Wolters

Résumé exécutif

Le mécanisme wallon de certificats verts (ci-après « CV ») est un mécanisme de soutien à la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et de cogénération de qualité (ci-après « électricité verte »). Il est en vigueur en Région wallonne depuis le 1^{er} janvier 2003. Des CV sont octroyés aux producteurs d'électricité verte en fonction de leur production. Préalablement à l'installation d'une nouvelle unité de production d'électricité verte, le producteur souhaitant bénéficier de CV pour son site de production d'électricité verte doit les réserver auprès de l'Administration dans une enveloppe annuelle déterminée par filière. Des quotas annuels de fourniture d'électricité verte sont imposés, principalement aux fournisseurs d'électricité et aux gestionnaires de réseau de distribution. Une demande additionnelle émane du gestionnaire du réseau de transport local (ci-après le « GRTL ») qui est chargé d'une obligation de service public (ci-après « OSP ») d'achat des CV, aux producteurs qui en font la demande, à un prix déterminé par le Gouvernement. Le coût de ces OSP, liées aux quotas et à la garantie d'achat des CV par le GRTL, est répercuté sur la facture des consommateurs finaux. Certaines catégories de consommateurs sont exonérées de tout ou partie de la restitution de quotas de CV en fonction de leur statut, du volume de consommation et de leur secteur d'activité. Il en va de même pour le financement de l'OSP garantie d'achat (ci-après la « surcharge Elia »). Les quotas et la contribution liée à la surcharge sont donc déclinés en nominaux et effectifs, ces derniers tenant compte des réductions octroyées.

La présente évaluation est consacrée au mécanisme de soutien à la production renouvelable tel qu'applicable sur la période 2014-2022. Elle s'attache à en décrire l'efficacité et l'efficience (I.A), analyse les forces, faiblesses, menaces et opportunités du mécanisme (I.B) et ses effets distributifs (I.C). Une seconde partie propose des pistes d'amélioration sur ces aspects (II).

En termes d'efficacité, le mécanisme des certificats verts a permis d'atteindre les objectifs fixés pour la Wallonie en 2020 tels que révisés en 2018, avec une augmentation de près de 60% de l'électricité renouvelable nette produite par rapport à 2013. Malgré cette augmentation, le volume d'électricité bénéficiant du soutien certificats verts est resté relativement stable sur la période 2014-2022 (augmentation de 7%) et le volume d'énergie soutenue (électricité + chaleur) a même diminué globalement de 9%.

Toutefois, on constate que les enveloppes n'ont pas été dimensionnées de manière à atteindre les objectifs déterminés par la Région en 2014, le soutien moyen calculé sur base des enveloppes par filière étant, dans la plupart des cas, trop faible par rapport à celui calculé sur base des demandes de réservation pour la même période. Cela dit, le dimensionnement des enveloppes en lui-même n'est pas une garantie de l'atteinte des objectifs par filière. Plusieurs raisons à cela. Premièrement, comme indiqué dans le tableau 4 ci-dessous, les enveloppes n'ont été entièrement utilisées qu'à partir de l'année 2017. Ensuite, même dans le cas où l'enveloppe annuelle a été utilisée à 100%, le mécanisme de l'enveloppe inter-filières comporte plusieurs écueils en termes d'atteinte des objectifs. Si on fait l'hypothèse que la

répartition des différentes sources de production d'électricité verte est importante dans le mix énergétique, dans ce cas, le système d'enveloppes annuelles par filières complété par une enveloppe inter-filières ne permet pas de répondre à cette préoccupation. Si, en revanche, les enveloppes sont conçues pour permettre d'atteindre l'objectif global de production d'électricité renouvelable, dans ce cas, comme les taux de soutien diffèrent entre les filières, ce système ne permet pas de garantir l'atteinte globale de l'objectif en MWh.

Une deuxième raison pour laquelle le dimensionnement des enveloppes ne garantit pas l'atteinte des objectifs est que tous les projets ayant réservé des CV n'ont pas été concrétisés. Le taux de concrétisation des projets est relativement stable dans le temps et varie entre 86 et 93%. Il est par contre assez divers entre les filières : la filière PV présentant le plus faible taux de réalisation (75%), tandis que la filière biogaz a un taux de réalisation de 100%.

Trois indicateurs permettant de suivre l'évolution du niveau de soutien global par filière (et sous-filière) sont proposés dans le cadre de cette analyse. Le premier (NS1) indique le soutien par quantité d'électricité produite. Le second (NS2) fait le même exercice mais en incluant cette fois la chaleur produite par les installations de cogénération fonctionnant à l'énergie fossile, au biogaz et à la biomasse solide. Enfin, le troisième (NS3) corrige ce soutien sur la durée de vie économique des installations PV.

En termes de niveau de soutien octroyé au producteur, l'analyse montre que l'on peut exclure tout risque de marge excessive (« surprofits ») sur la période 2014-2022 qui aurait été lié à des tensions particulières sur le marché des certificats verts. Ceci s'explique en grande partie par des conditions d'excédent systématique de l'offre de certificats verts sur la période 2014-2022.

La diminution la plus sensible de l'indicateur « NS1 » est observée pour les filières renouvelables sans combustible (solaire PV, éolien, hydro-électricité). Pour ces filières, l'indicateur « NS1 » passe de 181 EUR/MWh en 2014 à 104 EUR/MWh en 2022. En revanche, pour les filières biomasse (biomasse solide et biogaz), on constate une légère augmentation sur la période 2014-2022 où l'indicateur « NS1 » passe de 96 EUR/MWh à 106 EUR/MWh. On constate ainsi une convergence progressive des niveaux de soutien entre les filières renouvelables avec et sans combustible.

Pour le parc de production d'électricité verte pris dans sa globalité, le niveau de soutien selon les indicateurs « NS2 et NS3 » reste relativement stable sur la période 2014-2017 aux alentours de 49 EUR/MWh puis augmente sensiblement en 2018 (60 EUR/MWh) et diminue ensuite jusqu'à une valeur de 51 EUR/MWh en 2022. Cette évolution est la résultante des évolutions contrastées observées entre les filières renouvelables sans combustible, biomasse et cogénération fossile. Si on regarde uniquement les filières renouvelables, le niveau de soutien est resté relativement stable autour de 70 EUR/MWh sur la période 2014-2020 pour ensuite diminuer autour de 60 EUR/MWh en 2021 et 2022.

L'analyse est complétée par une comparaison des niveaux de soutien calculés en Wallonie avec les niveaux de soutien observés en 2021 en Allemagne, France, Luxembourg et Pays-Bas. On constate que le niveau de soutien moyen calculé pour la Wallonie en 2021 est proche de celui observé en Allemagne. Il est sensiblement plus élevé que celui observé en France et

au Luxembourg mais reste bien en dessous de celui observé aux Pays-Bas. Ces conclusions sont également valides pour les filières renouvelables sans combustible. Pour la bioénergie, on constate que le niveau de soutien calculé pour la Wallonie est situé entre celui observé en France et celui observé en Allemagne et reste bien inférieur à celui observé aux Pays-Bas. Seul le Luxembourg présente des niveaux de soutien sensiblement inférieurs pour la bioénergie.

Le financement du mécanisme de CV est assuré, d'une part, par la répercussion, par le fournisseur, du coût de l'électricité verte (le quota) sur la facture des consommateurs et, d'autre part, par la répercussion, par le fournisseur également, de la surcharge que représente le coût de la garantie d'achat par le GRTL des CV au prix fixé par le Gouvernement. La pratique des fournisseurs relative à la répercussion du coût des CV sur la facture des ménages et des clients consommant moins de 100 MWh/an varie significativement d'un fournisseur à l'autre. Il apparaît que des disparités existent entre les différents fournisseurs quant aux coûts du quota répercutés sur la facture des consommateurs résidentiels. Cette disparité peut potentiellement refléter un coût de gestion du mécanisme plus élevé chez certains fournisseurs, ceux-ci étant moins efficaces que d'autres. Elle peut aussi, en l'absence d'encadrement effectif de cette répercussion, simplement traduire des comportements commerciaux différenciés entre fournisseurs quant au prix de la commodité et au prix des CV.

Pour les catégories de consommateurs consommant annuellement entre 100 MWh et 20GWh, l'évolution de la répercussion du coût du quota est sensiblement la même, quelles que soient les différentes catégories. Les différences de montants répercutés sur la facture de certaines catégories de consommateurs tiennent principalement à ce que ceux-ci sont partiellement exemptés du quota de certificats verts. En effet, certaines catégories de consommateurs sont exonérées de tout ou partie de la restitution de quotas de CV en fonction de leur statut, du volume de consommation et de leur secteur d'activité.

La surcharge Elia est due par les clients finals raccordés à un niveau de tension inférieur ou égal à 70 kV, sans aucune possibilité de modulation par les fournisseurs. Il existe aussi des exonérations partielles de la surcharge pour certaines catégories de clients finals, sans possibilité pour les fournisseurs de modaliser une telle exonération. Le caractère rigide de ces dispositions a pour conséquence que cela ne pose pas de difficulté sur le plan de l'efficience.

Cette étude reprend une analyse de type SWOT, tant du point de vue de l'efficacité, que de l'efficience du régime kECO. On note que le mécanisme de soutien présente une certaine efficacité étant donné que les objectifs de production d'électricité renouvelable ont été atteints dans leur ensemble. Le kECO, révisé périodiquement et évoluant au cours de la période d'octroi, de même que le plafond décréteil de 2,5CV/MWh permettent de maintenir les coûts sous un certain seuil. Le mécanisme des enveloppes a également cette fonction de contrôle de l'offre de CV sur le marché tout en permettant une certaine prévisibilité de la production d'électricité renouvelable. Toutefois, celui-ci constitue la plus grande faiblesse du soutien au renouvelable, tel qu'actuellement conçu.

Comme vu précédemment, le lien entre les enveloppes et l'atteinte des objectifs est très ténu. De plus, le mécanisme actuel ne permet pas d'atteindre l'objectif de régulation de l'offre additionnelle de CV de manière pleinement satisfaisante puisqu'il crée des listes d'attentes qui peuvent décourager des investisseurs. Le découpage actuel des enveloppes par filière et par an n'est pas adapté à la dynamique de développement de tous les projets de production d'électricité verte. Le mécanisme CV crée un marché distinct du marché de l'électricité qui suppose, pour fonctionner correctement, un certain équilibre entre offre et demande de CV. La recherche de l'équilibre sur ce marché des CV peut affecter l'efficacité du mécanisme CV en termes d'objectifs de production d'électricité verte. La manière dont le mécanisme fonctionne nécessite, dans la pratique, une grosse gestion administrative, tant pour les pouvoirs publics que pour les porteurs de projets. Il a également été adapté à de nombreuses reprises, ce qui crée beaucoup de complexité et des incertitudes dans le chef des producteurs. Tout cela a un surcoût important. Les autres faiblesses du mécanisme ont, pour l'essentiel, été atténuées dans le cadre du régime CPMA en cours d'approbation par la Commission européenne.

En termes d'opportunités, on constate une tendance à la baisse des coûts de production sur la période étudiée. Cela joue favorablement sur le coût global du mécanisme et sur l'acceptabilité sociale du soutien au renouvelable. La législation européenne a récemment été revue et favorise de plus en plus des mécanismes de mise en concurrence des projets. Cette manière de procéder pourrait remplacer ou venir en complément du système actuel.

La définition des aides d'État par la Commission européenne a évolué depuis 2014 pour couvrir actuellement tous les mécanismes de soutien. Sans préjuger de la légalité d'une telle évolution, l'argument initial en faveur de l'utilisation d'un mécanisme de CV qui échappait au contrôle des aides d'État a perdu de sa pertinence. Désormais, la qualification d'aides d'État du régime de CV – à la supposer fondée – implique une certaine rigidité du mécanisme puisque celui-ci ne peut être mis en œuvre et adapté que moyennant le respect des règles spécifiques en matière d'aides d'État et l'autorisation préalable de la Commission européenne. Il en est de même de l'inclusion du soutien au renouvelable dans le périmètre de la dette publique. Alors, qu'auparavant, le passage par un financement via un marché des CV permettait davantage de flexibilité qu'un soutien via le budget général de l'État, les règles européennes en la matière ont maintenant évolué et le financement du soutien via le marché des CV relève lui aussi du périmètre de la dette.

L'étude présente ensuite une analyse des effets redistributifs du mécanisme. Pour ce faire, les consommateurs ont été répartis en 11 catégories, en fonction de leur statut (résidentiel ou professionnel), de leur consommation annuelle et de leur type de raccordement (HT-BT et réseau). On constate tout d'abord que le prix de la commodité diminue avec la quantité consommée. Les frais de réseaux dépendent quant à eux du niveau de tension auquel le consommateur est raccordé. La catégorie des clients résidentiels représente presque 90% du nombre de raccordements total. Toutefois, la consommation de cette catégorie représente 27% du total consommé. Les catégories ayant la consommation la plus élevée représentant 36 raccordements seulement, mais consomment 26% du volume total.

La différence totale entre les contributions nominales et les contributions effectives au mécanisme de soutien s'élève à environ 160.000.000 euros. On constate que la différence entre la contribution nominale et la contribution effective augmente avec le niveau de consommation individuelle. Ce sont les clients professionnels avec la plus grande consommation qui bénéficient des réductions les plus importantes. Sans surprise, les catégories 7 et 8 sont les catégories qui contribuent le moins, comparé à ce qu'elles auraient dû contribuer sans réduction ni exonération (70% de la différence se fait au niveau de ces deux catégories, soit près de 112.000.000 euros).

Pour analyser les aspects redistributifs, nous proposons deux mesures d'équité. La première, basée sur le principe de *proportionnalité* : une redistribution est dite équitable si la contribution de tous les consommateurs est proportionnelle à leur consommation (en MWh) ou à leur facture (en €). La deuxième mesure est basée sur la notion d'*équité horizontale*. L'équité horizontale requiert que deux consommateurs dans une situation identique, au sein d'une même catégorie, contribuent au financement de manière identique. Ceci ne pourrait pas être le cas si, par exemple, certains consommateurs au sein d'une catégorie bénéficient d'exemption en vertu d'un accord de branche et d'autres pas. Finalement, nous discutons du dilemme efficacité-équité. Une allocation plus équitable peut-être moins efficace. Symétriquement, il peut être dérogé au principe d'équité sur la base de l'efficacité.

Les clients résidentiels et les clients professionnels en basse tension contribuent plus que proportionnellement au financement du mécanisme. Leur contribution effective est plus élevée que la contribution équitable. Si on regarde la contribution totale, elle est 50% plus élevée que la contribution équitable. Les écarts de financement entre les catégories de consommateurs sont très importants, tant pour la surcharge que pour les quotas. La contribution au financement est régressive dans la mesure où elle fait supporter une proportion relativement plus grande du coût sur les catégories de consommateurs dont la consommation individuelle est la plus faible (1 à 4) et une part relativement plus faible sur les catégories de consommateurs dont la consommation individuelle est la plus forte (7 et 8). Ce caractère régressif est plus marqué pour la surcharge que pour le financement du quota, indiquant que le financement via le quota est plus équitable, qu'un financement via la surcharge.

Concernant l'équité horizontale, donc au sein des différentes catégories, la littérature scientifique montre que l'imposition de taxes sur l'énergie a un caractère régressif et affecte plus que proportionnellement les ménages les plus pauvres. Ce caractère régressif est en partie atténué par la possibilité pour certaines catégories de ménages de bénéficier du tarif social pour l'électricité. Notons également que les personnes bénéficiant actuellement de la compensation sur la commodité ne contribuent pas non plus au financement du mécanisme. Pour ce qui est des autres catégories de consommateurs, les lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022 n'autorisent de réduction de quota/surcharge que pour certains types d'activités industrielles, classées en fonction de leur code NACE. Cela cause donc des différences au sein des catégories, sans que cela ne soit du ressort des autorités wallonnes. Le fait que les différentes

catégories soient traitées de façon différenciée en ce qui concerne les quotas et la surcharge peuvent s'expliquer par des considérations d'efficacité.

L'évaluation du mécanisme est complétée par une analyse « coût-bénéfice » portant sur le rapport entre le coût des certificats verts et les émissions de gaz à effet de serre (GES) évitées liés à l'utilisation de l'énergie verte produite. On constate que l'indicateur calculé pour l'ensemble du parc de production diminue en passant de 182 EUR/tCO₂eq en 2014 à 155 EUR/tCO₂eq en 2022. Les valeurs calculées sont supérieures aux valeurs observées jusqu'à présent sur le marché européen de l'ETS (< 100 EUR tCO₂eq) ainsi que celles généralement proposées pour le prix du carbone mais sont par contre proches de la valeur tutélaire du carbone telle que proposée en France dans le « Rapport Quinet » recommandant des valeurs aux alentours de 150 EUR₂₀₁₅/tCO₂eq en 2023 et 250 EUR₂₀₁₅/tCO₂eq en 2030.

En termes de recommandations, il est proposé d'utiliser à l'avenir une valeur tutélaire du carbone pour plafonner le niveau de soutien maximal autorisé en lieu et place des plafonds actuels exprimés en termes de taux d'octroi de certificats verts ou de capacité. Cela permettrait d'une part d'introduire plus d'égalité de traitement entre les filières (ex. : cas de la cogénération) et d'autre part d'assurer une comparaison avec d'autres politiques publiques de financement de la transition bas-carbone.

La période en cours d'analyse correspond aux premiers développements du renouvelable en Wallonie, en vue d'atteindre des objectifs 2020 plus modestes que ceux visés à l'horizon 2030. Les fruits des branches les plus basses ont déjà été cueillis et l'atteinte des objectifs de production d'énergie renouvelable à l'horizon 2030 nécessitera davantage de vigilance que lors de la période précédente.

Actuellement, le Plan Wallon Energie Climact (PWEC) n'évalue pas les moyens financiers nécessaires à l'atteinte des objectifs de production d'énergie renouvelable. Il s'agit d'une lacune importante en termes de gouvernance et de prévisibilité, d'autant que les moyens alloués à la transition énergétique sont directement liés à la facture d'énergie des consommateurs. Les montants nécessaires étant dépendants d'éléments qui varient dans le temps, ceux-ci devraient être réévalués périodiquement. Etant donné que les raisons ayant mené à la mise en place d'un mécanisme de soutien via un marché des CV indépendant n'existent plus, il est recommandé de réfléchir à un mécanisme de financement indépendant de la facture d'électricité et permettant davantage d'équité entre et à l'intérieur des différentes catégories de consommateurs. Un financement par le budget général de l'État est une possibilité. On peut également envisager d'élargir le financement des CV en imposant une contribution à l'ensemble des vecteurs énergétiques. L'impact en termes de redistribution devra davantage être analysé si cette dernière option est choisie.

La Région pourrait réfléchir à remplacer le système de « guichet ouvert » par un système d'appels d'offres pour les filières caractérisées par un grand nombre de projets, relativement interchangeables, et dont le volume est difficilement contrôlable actuellement (filiales solaire PV et éolien). Outre l'intérêt d'une mise en concurrence des projets comme moyen de découverte du signal prix, un système d'appels d'offres présente surtout l'avantage de

permettre une véritable régulation de l'offre. Pour les filières où un système de « guichet ouvert » est maintenu, remplacer les enveloppes annuelles par des enveloppes globales couvrant la période jusque 2030 permettrait de suivre davantage la dynamique de développement des projets dans leurs contextes économiques respectifs. Il est préférable de prévoir une flexibilité dans le temps au sein de chaque filière qu'une flexibilité inter-filières.

De manière générale, il est impératif de prévoir un mécanisme qui amènerait davantage de prévisibilité pour les producteurs. Les incertitudes créent potentiellement un surcoût important pour les porteurs de projet. Pour certains aspects, il serait d'ailleurs sans doute préférable de reconnaître certaines imperfections du mécanisme, que d'y apporter des modifications qui complexifient et augmentent les coûts du système de soutien.

Le présent rapport quantifie la contribution des différentes catégories de consommateurs au financement du mécanisme. Cette quantification est susceptible d'évoluer au fil du temps en fonction d'évolutions naturelles, en cas de changements législatifs ou encore dans le cas où d'autres acteurs rejoindraient un dispositif existant ayant un impact sur le financement du soutien au renouvelable par cet acteur. Au vu de ces évolutions possibles, il est recommandé de monitorer régulièrement l'effet redistributif du financement du soutien aux énergies renouvelables, suivant les outils utilisés dans le présent rapport. Ce suivi pourrait faire partie du rapport annuel sur l'évolution du marché des certificats verts et des garanties d'origine.

Table des matières

RESUME EXÉCUTIF	2
INTRODUCTION	14
I. CONSTATS RELATIFS AU MÉCANISME DES CERTIFICATS VERTS EN WALLONIE	17
A. Efficacité et efficacité du mécanisme	17
1. Analyse de l'augmentation de la production d'électricité verte	17
Objectifs de production d'électricité verte 2020	17
Production d'électricité verte en 2020	18
Evolution du volume d'électricité bénéficiant d'un soutien	20
Evolution du volume d'énergie bénéficiant d'un soutien	21
Conclusions	22
2. Analyse de l'efficacité du mécanisme des enveloppes de certificats verts	22
3. Analyse de l'efficacité des niveaux de soutien	25
Méthodologie de calcul du niveau de soutien moyen	25
Evolution du prix moyen de vente des certificats verts	27
Régimes d'octroi des certificats verts	28
Evolution des niveaux de soutien par filière et sous-filières	29
Évolution du niveau de soutien global	39
4. Analyse de l'efficacité de la répercussion sur la facture d'électricité	43
Répercussion du quota sur la facture	43
Répercussion de la surcharge sur la facture	46
B. Analyse des forces, faiblesses du mécanisme CV ainsi que des opportunités et menaces	47
1. Atouts du régime kECO	47
Efficacité au sens strict	47
Efficacité	47
Autres critères	48
2. Faiblesses du régime kECO	48
Efficacité au sens strict	48
Efficacité	50
Autres critères	51
3. Opportunités pour le régime kECO	52
Identification des éléments du contexte externe (qui ne dépendent pas des autorités Wallonnes)	52
Efficacité au sens strict	53
Efficacité	53
4. Menaces sur le régime kECO	53
Identification des éléments du contexte externe	53
Efficacité au sens strict	54

Efficience	54
Autres critères	55
5. Conclusions sur les forces faiblesses opportunités et menaces	55
C. Effets distributifs du mécanisme	56
1. Répercussion sur les différentes catégories de consommateurs	56
Catégorisation des consommateurs	57
Prix de l'électricité	58
Raccordements et volumes de consommation	58
Contributions quotas, surcharge et totale	59
Mesurer l'efficacité	60
Indice de proportionnalité	60
Graphiques de proportionnalité	64
Courbe de Lorenz et indice de type GINI	66
Équité horizontale	67
Arbitrage équité-efficacité	71
Conclusion	72
2. Analyse coût-bénéfice (coût/tCO ₂ eq évitée)	73
Approche méthodologique	73
Analyse des Résultats	75
II. RECOMMANDATIONS D'AMÉLIORATION DU MÉCANISME DES CERTIFICATS VERTS ET DE MODES ALTERNATIFS DE SOUTIEN À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ VERTE	76
A. Efficacité du mécanisme	76
1. Amélioration du mécanisme des certificats verts	76
Sur le volet efficacité au sens strict	76
Sur le volet efficience	78
2. Refonte du mécanisme de soutien	78
B. Financement et effets distributifs	80
1. Adaptation de la redistribution entre les consommateurs d'électricité	80
2. Adaptation de la redistribution au sein des consommateurs d'énergie	80
3. Adaptation de la redistribution entre les citoyens	81
4. Amélioration du ratio « coût/tCO ₂ eq évitée »	82
SOURCES	83
A. Législation	83
B. Littérature	83
1. Études sur le marché	83
2. Littérature scientifique	86

ANNEXES	87
A. Parties prenantes consultées	87
B. Effets distributifs du mécanisme	87
1. Prix de l'électricité et facture d'électricité annuelle par catégorie	87
2. Taux effectif et tarif effectif par catégorie	88
3. Contributions nominales des catégories au mécanisme de soutien	89
4. Indice de proportionnalité (consommation, facture commodité et facture totale)	89
5. Graphiques de proportionnalité	91
6. Courbes de Lorenz	97

Table des tableaux

Tableau 1 : Révision des objectifs indicatifs wallons pour 2020	18
Tableau 2 : Évolution de la production d'électricité verte de 2013 à 2020.	19
Tableau 3 : Taux d'octroi CV des dossiers de réservation et découlant des enveloppes (CV/MWh)	23
Tableau 4 : Pourcentage des enveloppes ayant fait l'objet d'une réservation	24
Tableau 5 : Pourcentage de la production estimée lors de la réservation qui a effectivement été mise en service	24
Tableau 6 : Indicateurs « niveau de soutien » selon les filières.	26
Tableau 7 : Évolution du kECO initial de 2014 à 2022 et valeurs du kECO ajusté en 2022.	32
Tableau 8 : Valeurs du kECO ajusté en 2022 pour la filière hydro-électricité (hauteur de chute < 25 m)	33
Tableau 9 : Catégorisation des consommateurs	57
Tableau 10 : Nombre de raccordements et volume de consommation annuel par catégorie (2021)	59
Tableau 11 : Contributions effectives au mécanisme de soutien en EUR/an par catégorie (2021)	60
Tableau 12 : Différence entre les contributions effectives et nominales par catégorie (2021)	60
Tableau 13 : Coefficients de type GINI sur base de la consommation	67
Tableau 14 : Facteur d'émissions de GES des filières fossiles de référence (kCO ₂ eq/MWh)	73
Tableau 15 : Prix de l'électricité par catégorie en EUR/MWh en Wallonie (2021)	87
Tableau 16 : Facture d'électricité annuelle par catégorie (2021)	88
Tableau 17 : Taux de quota effectif et tarif de surcharge effectif par catégorie (2021)	88
Tableau 18 : Contributions nominales au mécanisme de soutien en EUR/an par catégorie (2021)	89
Tableau 19 : Indice de proportionnalité sur base de la consommation en MWh (2021).....	89
Tableau 20 : Indice de proportionnalité sur base de la facture relative à la commodité en EUR (2021).....	90
Tableau 21 : Indice de proportionnalité sur base de la facture totale en EUR (2021)	90

Table des figures

Figure 1 : Production d'électricité verte en 2020 vs objectifs fixés en 2014 et 2018	19
Figure 2 : Évolution de la production d'électricité bénéficiant de certificats verts (MWh)	20
Figure 3 : Évolution de la production d'énergie utile (électricité + chaleur) bénéficiant de certificats verts (MWh)	21
Figure 4 : Évolution du prix de vente des certificats verts (EUR HTVA/CV).....	27
Figure 5 : Évolution du niveau de soutien pour le solaire PV - segment « SOLWATT » (EUR/MWh)	30
Figure 6 : Évolution du niveau de soutien pour le solaire PV - segment « P > 10 kW » (EUR/MWh).....	31
Figure 7 : Évolution du niveau de soutien « NS1 » pour l'éolien (EUR/MWh)	32
Figure 8 : Évolution du niveau de soutien (« NS1 ») pour l'hydro-électricité (EUR/MWh)	33
Figure 9 : Évolution du niveau de soutien pour la biomasse solide (EUR/MWh).....	34
Figure 10 : Évolution du niveau de soutien pour le biogaz (EUR/MWh).....	36
Figure 11 : Évolution du rendement global de la filière biogaz (%PCI)	37
Figure 12 : Évolution du niveau de soutien pour la cogénération fossile (EUR/MWh)	38
Figure 13 : Évolution du rendement global de la filière cogénération fossile (%PCI)	38
Figure 14 : Évolution du niveau de soutien global « NS1 » (EUR/MWh).....	39
Figure 15 : Évolution du niveau de soutien global « NS2+NS3 » (EUR/MWh)	40
Figure 16 : Comparaison du niveau de soutien global « NS1 » 2021 (EUR/MWh).....	41
Figure 17 : Comparaison du niveau de soutien global « N1 » 2021 (EUR/MWh)	42
Figure 18 : Évolution des coûts liés à la contribution énergie verte pour la clientèle Dc (TVAC).....	44
Figure 19 : Évolution des coûts liés à la répercussion du quota pour les clients consommant jusqu'à 20 GWh/an	46
Figure 20 : Évolution des fournitures d'électricité soumises aux quotas de certificats verts entre 2014 et 2022 (MWh)	56
Figure 21 : Prix de l'électricité par catégorie en EUR/MWh en Wallonie (2021)	58
Figure 22 : Indices de proportionnalité sur base de la consommation annuelle (quota vs surcharge)	62
Figure 23 : Indices de proportionnalité sur base de la consommation annuelle (financement total)	62
Figure 24 : Indice de proportionnalité du financement (quota et surcharge) sur base de la facture totale en EUR (2021)	63
Figure 25 : Indice de proportionnalité du financement (total) sur base de la facture totale en EUR (2021)	64
Figure 26 : Graphique de proportionnalité 1.3. (Consommation vs. Contribution totale)	65
Figure 27 : Courbe de Lorenz de la consommation (quota et surcharge)	67
Figure 28 : Indicateurs de position de la boîte à moustache	69
Figure 29 : Boîte à moustache - Quota effectif (catégorie 3 à 8)	70
Figure 30 : Boîte à moustache – Exonération de surcharge effective (catégorie 3 à 8)	70
Figure 31 : Évolution de l'indicateur « Coût CO2 évité » (EUR/tCO2eq).....	75
Figure 32 : Indices de proportionnalité sur base de la facture relative à la commodité (2021)	90
Figure 33 : Indices de proportionnalité sur base de la facture relative à la commodité (2021)	91
Figure 34 : Graphique de proportionnalité 1.1. (consommation vs. contribution quota) en 2021.....	91
Figure 35 : Graphique de proportionnalité 1.2. (consommation vs. contribution surcharge) en 2021	92
Figure 36 : Graphique de proportionnalité 2.1. (facture commodité vs. contribution quota) en 2021	92
Figure 37 : Graphique de proportionnalité 2.2. (facture commodité vs. contribution surcharge) en 2021	93
Figure 38 : Graphique de proportionnalité 2.3. (facture commodité vs. contribution totale) en 2021.....	93
Figure 39 : Graphique de proportionnalité 3.1. (facture vs. contribution quota) en 2021	94
Figure 40 : Graphique de proportionnalité 3.2. (facture vs. contribution surcharge) en 2021	94
Figure 41 : Graphique de proportionnalité 3.3. (facture vs. contribution totale) en 2021	95
Figure 42 : Graphique de proportionnalité 4.1. (consommation vs. contribution quota nominale) en 2021.....	95
Figure 43 : Graphique de proportionnalité 4.1. (consommation vs. contribution surcharge nominale) en 2021	96
Figure 44 : Graphique de proportionnalité 4.1. (facture vs. contribution totale nominale) en 2021	96
Figure 45 : Indice de proportionnalité sur base de la consommation et de la contribution nominale en EUR (2021)	97
Figure 43 : Courbe de Lorenz sur base de la consommation (quota) en 2021.....	97
Figure 44 : Courbe de Lorenz sur base de la consommation (surcharge) en 2021	98

Introduction

Le mécanisme wallon de certificats verts.

Le mécanisme wallon de certificats verts (ci-après « CV ») est un mécanisme de soutien à la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et de cogénération de qualité (ci-après « électricité verte »). Il est en vigueur en Région wallonne depuis le 1^{er} janvier 2003. Il est organisé par le décret du 12 avril 2001 relatif au marché régional de l'électricité (ci-après le « Décret électricité ») et les arrêtés d'exécution de ce décret, au premier rang desquels 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, tel qu'amendé subséquemment (ci-après l' « AGW-PEV »).

Au cœur du mécanisme CV se trouve un marché (offre et demande de CV) dont l'objectif est de favoriser le développement de l'électricité verte en fournissant un subside aux producteurs d'électricité verte.

S'agissant de l'offre, des CV sont octroyés aux producteurs d'électricité verte en fonction de leur production, d'un taux d'octroi (nombre de CV octroyés par MWh produit) spécifique à chaque filière et catégorie d'installation en fonction de ses performances économiques (kECO) et environnementales (kCO₂).

Préalablement à l'installation d'une nouvelle unité de production d'électricité verte, le producteur souhaitant bénéficier de CV pour son site de production d'électricité verte doit réserver auprès de l'Administration dans une enveloppe annuelle déterminée par filière. Pour chacune des filières, le Gouvernement wallon a déterminé les enveloppes de CV jusqu'en 2030, de manière à atteindre les objectifs de production d'électricité renouvelable qu'il s'est fixé. Ces enveloppes reprennent, par filière, le nombre de CV qui peuvent être attribués à de nouveaux projets pour une année donnée. L'objectif est de garantir aux producteurs bénéficiaires l'octroi de CV pour l'ensemble de la période d'attribution tout en maîtrisant l'offre de CV. Au 1^{er} septembre de chaque année, les CV non réservés dans chacune des filières sont reversés dans un pot-commun (l'enveloppe inter-filières) attribuables aux projets en fonction de la date de mise en service de l'installation, toutes filières confondues.

S'agissant de la demande de CV, des quotas annuels de fourniture d'électricité verte sont imposés aux fournisseurs d'électricité, aux gestionnaires de réseau de distribution (ci-après « GRD ») ainsi que les détenteurs d'une licence limitée de fourniture en vue d'assurer leur propre fourniture et les auto-producteurs conventionnels. Il s'agit là d'obligations de service public (ci-après « OSP »). Le coût de ces OSP liées aux quotas et à la garantie d'achat des CV par le GRTL est répercuté sur la facture des consommateurs finals. Le non-respect de cette obligation de restitution d'un quota de CV entraîne des sanctions sous forme d'amendes. Le quota nominal évolue d'année en année (23,1% en 2014 ; 39,33% en 2022). Certaines catégories de consommateurs sont exonérées de tout ou partie de la restitution de quotas de CV en fonction de leur statut, du volume de consommation et de leur secteur d'activité. C'est

notamment le cas des entreprises qui font partie des accords de branche. Une demande additionnelle émane du gestionnaire du réseau de transport local (ci-après le « GRTL ») qui est chargé d'une OSP d'achat des CV, aux producteurs qui en font la demande, à un prix déterminé par le Gouvernement (65 EUR par CV sur la période examinée). Du fait de ces exemptions, le quota nominal, identique pour tous les consommateurs, se traduit par un quota effectif différent pour chacune des catégories de consommateurs. Pour les catégories bénéficiant d'exemptions, le quota effectif est inférieur au quota nominal. La logique est la même pour la surcharge.

Le mécanisme CV a évolué depuis sa création en 2003. Dans le cadre de l'évaluation, c'est la version de ce mécanisme telle que mise en œuvre entre 2014 et 2022 qui est prise en compte (ci-après le « régime KECO »). Le régime KECO est en cours de modification pour se baser sur le coût de production moyen actualisé (ci-après le « Régime CPMA »). La méthodologie CPMA sera plus précise et plus flexible et permettra de déterminer un taux de soutien plus adéquat pour les producteurs. Elle sera plus transparente pour les producteurs et fera l'objet de consultations régulières.

L'Administration publie annuellement un rapport sur le fonctionnement du marché des CV ainsi que des prévisions semestrielles sur l'évolution de celui-ci.

Évaluation du mécanisme CV

La directive (UE) 2018/2001 (ci-après la « directive énergies renouvelables »)¹ encadre le développement de l'utilisation des énergies renouvelables sur le territoire de l'Union européenne et prévoit, en son article 6, paragraphe 4, de la directive énergies renouvelables que :

« Les États membres évaluent, au moins tous les cinq ans, l'efficacité de leurs régimes d'aide en faveur de l'électricité produite à partir de sources renouvelables ainsi que leurs effets distributifs majeurs sur les différentes catégories de consommateurs et sur les investissements. Cette évaluation tient compte des effets d'éventuelles modifications des régimes d'aide. La planification indicative à long terme des décisions relatives aux aides et la conception de nouveaux types d'aide prennent en compte les résultats de cette évaluation. Les États membres incluent cette évaluation dans les mises à jour pertinentes de leurs plans nationaux intégrés en matière d'énergie et de climat conformément au règlement (UE) 2018/1999 ».

¹ Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (refonte). Cette directive a été modifiée par la Directive (UE) 2023/2413 du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001, le règlement (UE) 2018/1999 et la directive 98/70/CE en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil. L'article 6, §4 de la directive 2018/2001 n'a pas été modifié par la directive 2023/2413.

C'est notamment en exécution de cette obligation que les autorités wallonnes ont décidé de procéder à l'évaluation du mécanisme CV tel qu'applicable sur la période 2014-2022 et d'y associer différentes parties prenantes dont la liste est reprise en annexe.

Les parties prenantes ont été invitées à participer à l'évaluation du mécanisme CV au travers d'une journée de présentation, le 5 décembre 2023, d'un rapport préalable et à la soumission d'observations orales et écrites ensuite de cette journée de présentation.

L'évaluation, qui tient compte des observations des parties prenantes, est structurée en deux parties. Une première partie s'attache à décrire l'efficacité (I.A) et les effets distributifs (I.B) du mécanisme CV. Une seconde partie propose des pistes d'amélioration du mécanisme CV tant en ce qui concerne l'efficacité (II.A) que les effets distributifs (II.B).

Sauf mention contraire, toutes les données proviennent des bases de données du Service Public de Wallonie (« SPW »).

I. Constats relatifs au mécanisme des certificats verts en Wallonie

A. Efficacité et efficacité du mécanisme

Dans un premier temps, nous établissons les performances du système en vigueur sur la période 2014-2022 sous l'angle de l'efficacité et de l'efficience.

On entend par **efficacité du mécanisme**, sa capacité à atteindre les objectifs fixés par l'autorité compétente. En l'occurrence, il s'agit de quantifier dans quelle mesure les objectifs 2020 fixés par les autorités wallonnes, exprimés en MWh d'électricité verte produite, ont été atteints globalement et par filière. Une attention particulière a été apportée à la mesure de l'efficacité du mécanisme de réservation des CV qui, via l'utilisation d'enveloppes annuelles par filière exprimées en CV additionnels et d'un mécanisme de transfert inter-filières, ne garantit pas directement l'atteinte des objectifs de production exprimés en termes de MWh d'électricité mais plutôt un équilibre sur le marché des CV.

On entend par **efficience du mécanisme** sa capacité d'atteindre les objectifs fixés à moindre coût. Plusieurs niveaux peuvent être distingués : (1) Niveau de soutien effectif octroyé au producteur pour les différentes filières (et sous-filières) ; (2) Répercussion du coût via la facture d'électricité ; (3) Coûts de gestion à charge de l'Administration. Dans le cadre de cette analyse, nous nous concentrerons sur le soutien effectif octroyé au producteur pour les différentes filières (et sous-filières), hors installations de capacité inférieure à 10 kW et sur la répercussion du coût via la facture d'électricité.

1. Analyse de l'augmentation de la production d'électricité verte

OBJECTIFS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ VERTE 2020

L'augmentation de la production d'électricité verte (électricité renouvelable et cogénération fossile de qualité) observée sur la période 2014-2022 est comparée aux objectifs de production fixés pour 2020 dans le cadre des PWEC successifs adoptés par le Gouvernement wallon. Ces objectifs ont été transposés à l'annexe 4 de l'AGW-PEV pour la première fois en 2014. Cette annexe a été révisée en 2018 lors de la transposition des objectifs 2030. Ce sont les objectifs tels que publiés à l'annexe 4 de l'AGW-PEV qui sont pris en compte dans le cadre

de la présente analyse. Le tableau ci-dessous reprend les valeurs publiées à l'annexe 4 de l'AGW-PEV en 2014² et en 2018³.

Tableau 1 : Révision des objectifs indicatifs wallons pour 2020

Filières	AGW-PEV 2014	AGW-PEV 2018	2018 vs 2014
	GWh	GWh	%
Photovoltaïque	1 334	1 185	89%
Eolien	3 918	2 437	62%
Hydraulique	412	360	87%
Géothermie	50	-	0%
Biogaz	376	230	61%
Biomasse solide et liquide	1 580	1 190	75%
Incinération de déchets organiques	155	153	99%
Total électricité renouvelable	7 824	5 555	71%
Cogénération fossile	2 850	2 023	71%
Total électricité verte	10 674	7 578	71%

On constate que les objectifs 2020, tels que révisés en 2018, sont sensiblement inférieurs à ceux fixés en 2014 (-30%). Ainsi, l'objectif de production d'électricité renouvelable pour 2020 est passé de 7,8 TWh à 5,6 TWh. C'est pour les filières éolienne et biogaz que la révision à la baisse est la plus marquée (-40%), suivies par la filière biomasse (-25%). Notons que cette mise à jour a été réalisée dans le cadre de la fixation des objectifs 2030. Dès lors, il s'agit davantage d'un alignement par rapport aux prévisions que de véritables objectifs à l'horizon 2020.

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ VERTE EN 2020

Le tableau ci-dessous compare les statistiques de production nette d'électricité verte en 2013 et en 2020, tels que reprises dans les bilans énergétiques publiés par la Région wallonne. On constate une augmentation de plus de 50% de la production d'électricité renouvelable avec un doublement de la production des filières photovoltaïque et éolienne. La diminution de la production de la filière hydraulique observée en 2020 est due principalement à un effet climatique. La production en 2021 est ainsi montée exceptionnellement à près de 420 GWh et est retombée ensuite à 270 en 2022. Pour ce qui concerne la bioénergie, on constate une augmentation de 40% de la filière biogaz, de 20% de l'incinération de déchets organiques

² Les chiffres publiés en 2014 correspondent aux objectifs de production additionnelle sur la période 2014-2020. Les objectifs de production 2020 sont par conséquent obtenus en additionnant les objectifs de production additionnelle à la production observée dans les statistiques du SPW pour 2013.

³ Les chiffres publiés en 2018 ne prévoient d'objectifs que pour les filières de production d'électricité renouvelable. L'annexe 8 de l'AGW-PEV de 2018 fixant les enveloppes de CV additionnels par filière sur la période 2019-2030 prévoit cependant une enveloppe spécifique pour la filière cogénération fossile, ce qui permet le maintien du soutien de cette filière via le mécanisme de certificats verts. Le chiffre repris dans le tableau ci-dessus pour les objectifs fixés en 2018 pour la filière cogénération fossile a par conséquent été calculé en considérant un taux de réduction comparable à celui appliqué pour l'ensemble des filières de production d'électricité renouvelable.

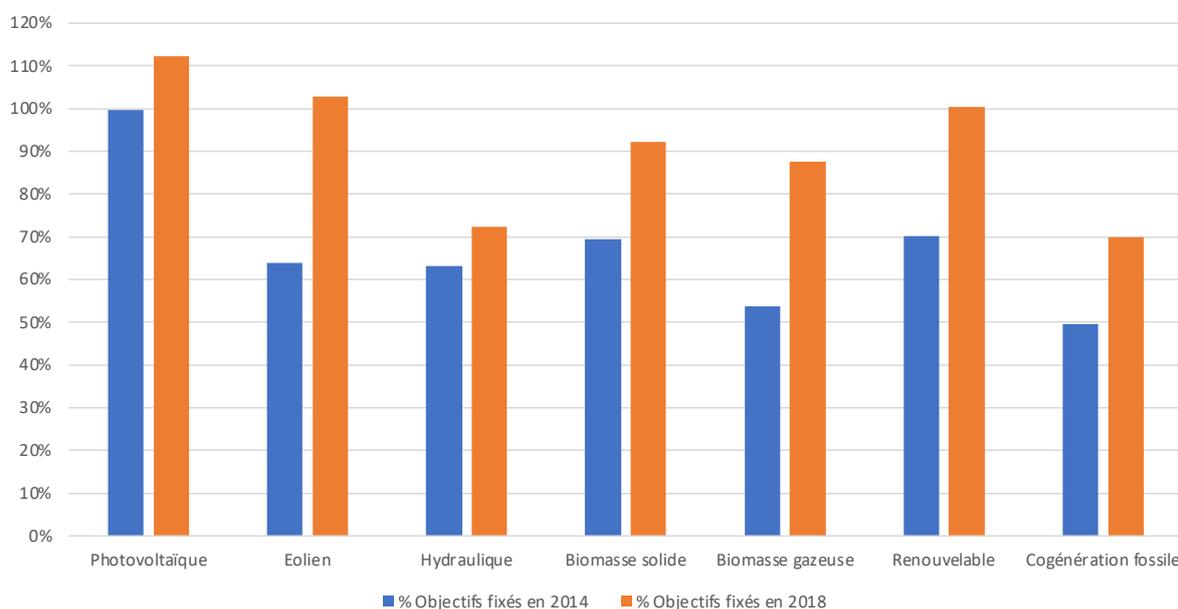
ainsi qu'une stabilisation de la filière biomasse solide (et liquide). La diminution de 25% de la production de la filière cogénération fossile s'explique principalement par la fin de la période d'octroi de certificats verts de la plus grande installation du parc (95 MW) située à Jemeppe-sur-Sambre.

Tableau 2 : Évolution de la production d'électricité verte de 2013 à 2020.

Filières	Statistiques 2013	Statistiques 2020	2020 vs 2013
	GWh	GWh	%
Photovoltaïque	634	1 330	210%
Eolien	1 218	2 502	205%
Hydraulique	362	260	72%
Géothermie	-	-	-
Biogaz	145	201	139%
Biomasse solide et liquide	1 030	1 096	106%
Incinération de déchets organiques	155	184	119%
Total électricité renouvelable	3 543	5 574	157%
Cogénération fossile	1 910	1 413	74%
Total électricité verte	5 453	6 987	128%

La figure ci-dessous compare les objectifs 2020 fixés en 2014 et révisés en 2018 avec les résultats de production d'électricité verte observés en 2020.

Figure 1 : Production d'électricité verte en 2020 vs objectifs fixés en 2014 et 2018



Si on se réfère aux objectifs fixés initialement en 2014, on constate qu'au global la production d'électricité renouvelable en 2020 représente seulement 70% de l'objectif. Seule la filière photovoltaïque a atteint l'objectif initialement fixé en 2014. La filière cogénération fossile représente en 2020 seulement 50% des objectifs fixés en 2014 pour cette filière. Si on se réfère aux objectifs tels que révisés en 2018, on constate que l'objectif pour la production d'électricité renouvelable a été globalement atteint et que celui fixé pour la cogénération

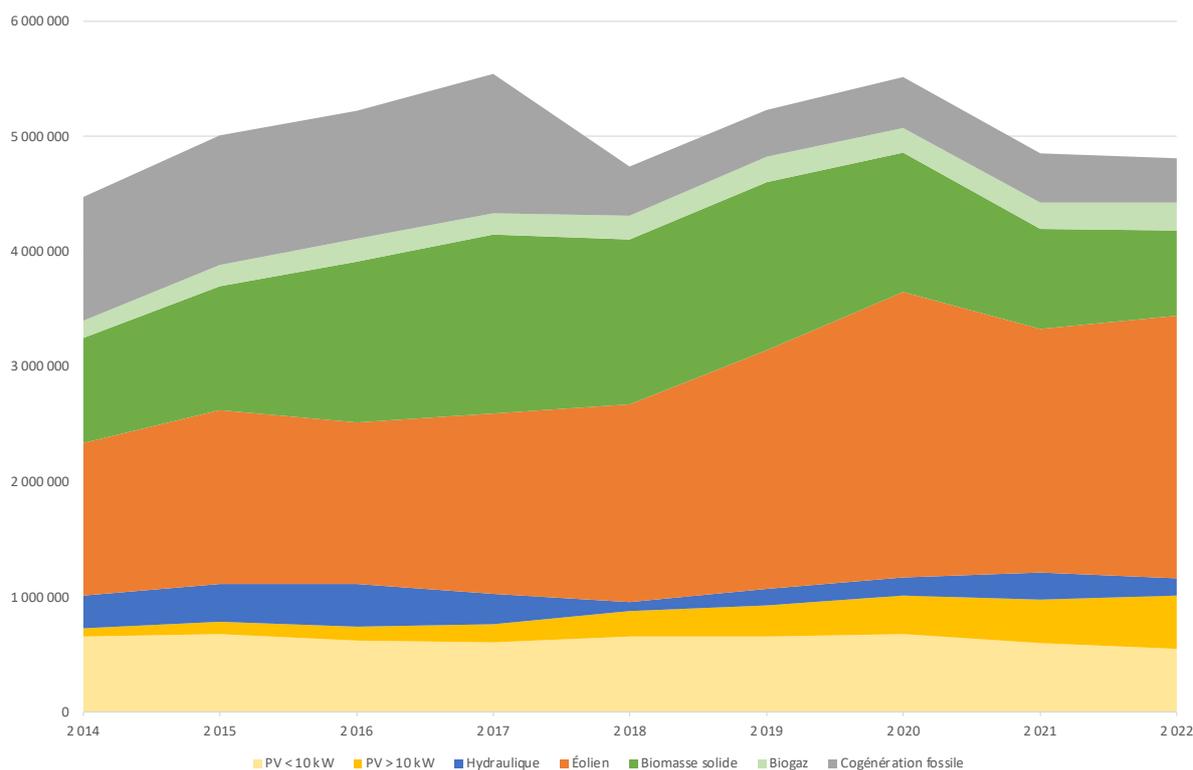
fossile a été atteint seulement à hauteur de 70%. Seules les filières photovoltaïque et éolienne ont atteint les objectifs fixés en 2018.

EVOLUTION DU VOLUME D'ÉLECTRICITÉ BÉNÉFICIAIRE D'UN SOUTIEN

Le volume d'électricité verte bénéficiant d'un soutien via le mécanisme de certificats verts diffère des volumes issus des statistiques régionales de production d'électricité. En effet, certaines installations de production d'électricité renouvelable ou de cogénération fossile n'ont pas accès au régime des certificats verts. Ainsi les incinérateurs wallons n'atteignent pas le taux d'économie de CO₂ minimal de 10% leur permettant d'obtenir des certificats verts. D'autres installations continuent de produire après la période d'octroi des certificats verts. Il s'agit essentiellement des premières installations solaires photovoltaïques dont la durée de vie technique (> 25 ans) dépasse la durée d'octroi des certificats verts (10 ou 15 ans).

La figure ci-dessous illustre l'évolution de la production d'électricité verte bénéficiant de certificats verts sur la période 2014-2022.

Figure 2 : Évolution de la production d'électricité bénéficiant de certificats verts (MWh)



On constate une faible croissance du volume global d'électricité bénéficiant de certificats verts, passant de 4,5 à 4,8 TWh (+7%).

Cette faible croissance s'explique par une forte diminution de la filière cogénération fossile (- 36%). Celle-ci s'explique principalement par la fin de l'octroi des certificats verts à l'installation de cogénération de Jemeppe-sur-Sambre (cf. supra).

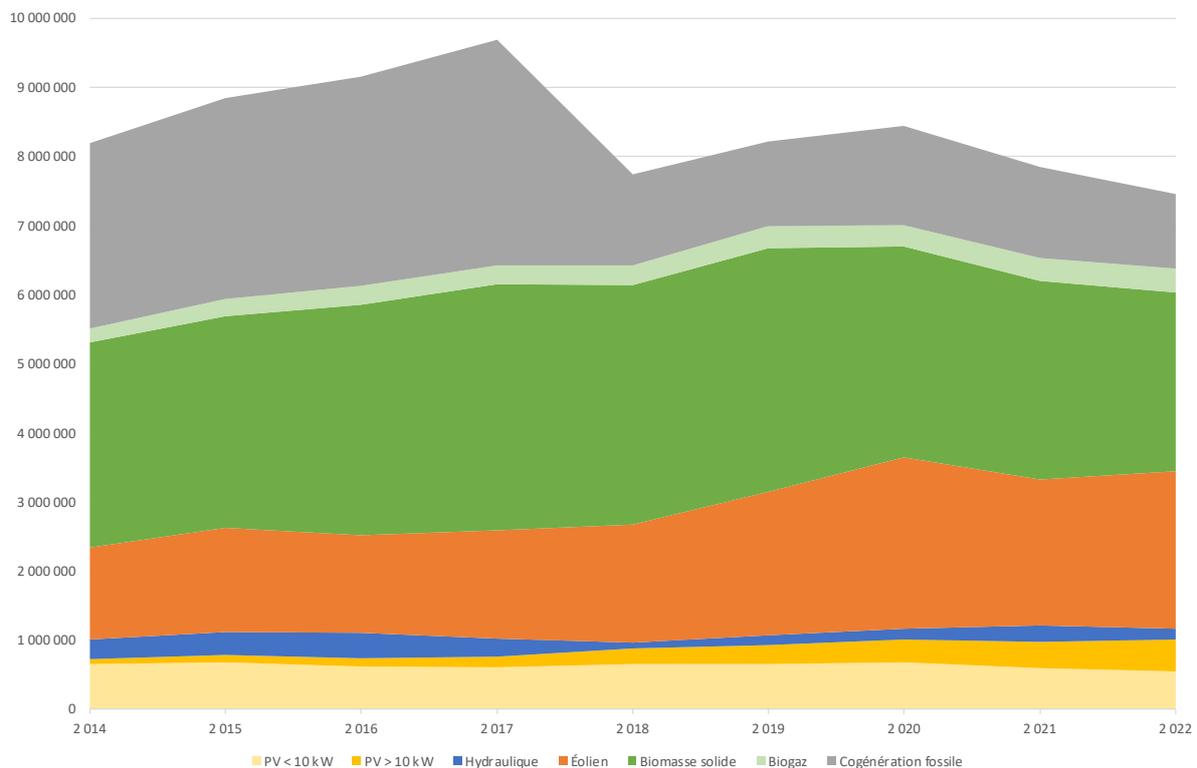
Le volume d'électricité renouvelable bénéficiant d'un soutien augmente par contre de 30%. La part de l'éolien augmente de 30% à 47% et celle du solaire PV de plus de 10 kW de 2% à 10%. La part du solaire PV de moins de 10 kW (SOLWATT) diminue de 15% à 11%, la part des filières biomasse diminue de 24% à 20% et la part de l'hydraulique diminue de 6% à 3%. La diminution de la production d'électricité de la filière biomasse après 2020 s'explique par la fermeture de l'unité T4 de la centrale des Awirs alimentée aux granulés de bois (80 MWe).

Au global on constate ainsi une évolution sensible du parc de production d'électricité verte avec une part des filières renouvelables qui augmente de 76% à 92% au détriment de la filière cogénération fossile.

EVOLUTION DU VOLUME D'ÉNERGIE BÉNÉFICIAIRE D'UN SOUTIEN

Dans le cas des installations de cogénération (biomasse et fossile), le mécanisme des certificats verts wallon présente la particularité de soutenir non seulement la production d'électricité mais également la valorisation de la chaleur utile produite. La figure ci-dessous donne l'évolution de la production d'énergie verte (électricité + chaleur utile) bénéficiant de certificats verts sur la période 2014-2022.

Figure 3 : Évolution de la production d'énergie utile (électricité + chaleur) bénéficiant de certificats verts (MWh)



On constate, dans la Figure 3 ci-dessus, une diminution du volume global d'énergie (électricité + chaleur utile) bénéficiant de certificats verts, passant de 8,2 à 7,5 TWh (- 9%). Cette diminution s'explique principalement en raison de l'arrêt du soutien à l'installation de cogénération fossile de Jemeppe et dans une moindre mesure par l'arrêt de l'installation

biomasse des Awirs, qui est en grande partie compensée par la mise en service d'installation de cogénération biomasse. Ainsi, le volume de bioénergie produit (électricité + chaleur utile) bénéficiant d'un soutien certificats verts passe de 3,2 TWh à 2,9 TWh.

Au global on constate que la part des filières renouvelables augmente de 67% à 86% au détriment de la filière cogénération fossile. La part des filières renouvelables hors biomasse augmente de 29% à 46%. Les filières biomasse se maintiennent à une part d'environ 40%.

CONCLUSIONS

A la lecture de ces résultats, on peut donc considérer qu'en terme d'efficacité, le mécanisme des certificats verts a permis d'atteindre les objectifs fixés pour la Wallonie en 2020 tels que révisés en 2018, avec une augmentation de près de 60% de l'électricité renouvelable nette produite par rapport à 2013. Malgré cette augmentation, le volume d'électricité bénéficiant du soutien certificats verts est resté relativement stable sur la période 2014-2022 (augmentation de 7%) et le volume d'énergie soutenue (électricité + chaleur) a même diminué globalement de 9%.

2. Analyse de l'efficacité du mécanisme des enveloppes de certificats verts

La manière dont les enveloppes ont été fixées n'est pas connue de l'Administration. Afin de déterminer si les enveloppes de certificats verts sont en adéquation avec les objectifs de production additionnelle, on additionne les enveloppes de CV dans chacune des filières pour les années 2014 à 2018, sauf pour la filière PV où les années prises en compte vont de 2014 à 2019. Cela permet de tenir compte du délai théorique de réalisation des projets, à savoir deux ans pour toutes les filières, sauf pour le PV où le délai est d'un an⁴. La production électrique initiale prise en compte est celle de 2013 à laquelle on a ajouté les capacités installées en 2014 et 2015 pour le PV et en 2014 uniquement pour les autres filières, multipliées par la durée d'utilisation. La différence entre la production électrique initiale et l'objectif donne la production additionnelle liée à la réservation.

En rapportant la production additionnelle liée à la réservation sur le nombre de CV dans l'enveloppe correspondant à la filière, on déduit le taux d'octroi moyen théorique pour chacune des filières. L'exercice est réalisé, tant pour les objectifs fixés en 2014, que ceux fixés en 2018. Un taux d'octroi moyen théorique inférieur aux taux de la filière indique que l'enveloppe est sous-dimensionnée et que l'objectif de production ne sera théoriquement pas atteint. Un taux d'octroi moyen théorique supérieur aux taux d'octroi d'une filière donnée indique que

⁴ Notons cependant que le délai moyen de concrétisation des projets éolien, après la réservation de CV, est beaucoup plus important que deux ans. Par conséquent il est probable que la majeure partie de la production d'électricité verte en 2020 provienne de projets éoliens qui n'ont pas fait l'objet d'une demande de réservation de CV.

l'enveloppe de CV est théoriquement en mesure d'octroyer le soutien nécessaire à la filière pour atteindre les objectifs de production.

Tableau 3 : Taux d'octroi CV prévus via enveloppes vs dossiers réservation (CV/MWh)

Filière	soutien moyen découlant des dossiers de réservation							soutien moyen enveloppes objectif	soutien moyen enveloppe objectif
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	moyenne	v2014	v2018
PV	-	2,07	2,11	1,71	1,20	0,72	1,56	0,58	0,75
Eolien	-	1,00	1,00	1,00	1,00	N.P.	1,00	0,51	1,18
Hydro	-	2,35	1,91	2,29	2,30	N.P.	2,21	1,71	-
Biogaz	2,85	2,48	2,50	2,37	2,50	N.P.	2,54	0,87	4,39
Biomasse solide et liquide	2,68	2,50	2,50	-	2,50	N.P.	2,54	0,92	3,29
Cogen fossile	0,38	0,34	0,34	0,37	0,36	N.P.	0,36	0,08	0,90
Total général	2,45	1,28	1,12	1,21	0,98	0,95	1,41	0,777	2,103

Notons tout d'abord que le cas de l'hydro est particulier puisque, déjà en 2014, le potentiel wallon de production est alors presque atteint et que la production varie beaucoup d'une année à l'autre, en fonction des conditions météorologiques. Les CV dans cette enveloppe ont donc pour objectif de couvrir les derniers projets permettant d'exploiter le potentiel au maximum. De plus, l'objectif établi en 2018 est équivalent à la production de 2013.

De manière générale, on constate que les soutiens moyens calculés sur base de l'enveloppe et des objectifs 2020 déterminés en 2014 sont inférieurs à ceux calculés sur base des projets ayant effectivement fait une demande de réservation de CV. C'est le cas pour toutes les filières mais est particulièrement vrai pour les filières biogaz et biomasse pour lesquelles le soutien nécessaire s'approche du maximum autorisé par le décret, à savoir 3CV/MWh pour la période transitoire de 2014 et 2,5CV/MWh par la suite. On pourrait donc en déduire que le soutien prévu n'était pas suffisant pour atteindre les objectifs tels qu'établis en 2014.

Si on fait le même exercice sur base des objectifs 2020, revus à la baisse en 2018, on constate que, hormis pour la filière PV, le soutien moyen prévu par les enveloppes est sensiblement supérieur au soutien sur la base des dossiers de réservation. Cela signifie que, théoriquement, les enveloppes devaient permettre d'atteindre les objectifs de production renouvelable dans toutes les filières, sauf pour la filière PV.

Or, la Figure 1 ci-dessus indique que, seule la filière PV a atteint l'objectif 2020 fixé tant en 2014 qu'en 2018. La filière éolienne a atteint l'objectif fixé en 2018 mais pas celui, plus ambitieux, de 2014. Ces deux filières compensent la moindre production des autres filières et permettent d'atteindre l'objectif 2020 fixé en 2018.

Ainsi, le dimensionnement des enveloppes en lui-même n'est pas une garantie de l'atteinte des objectifs par filière. Plusieurs raisons à cela :

Premièrement, comme indiqué dans le tableau ci-dessous les enveloppes n'ont été entièrement utilisées qu'à partir de l'année 2017, donc pour des projets qui seront théoriquement mis en service en 2018 ou 2019. Les CV non-réservés durant les années 2014 à 2016 ont été mis de côté et attribués (ultérieurement), par arrêté ministériel, à des projets dont les enveloppes étaient épuisées. Le premier arrêté ministériel de la sorte a été adopté

en 2020 et n'a donc pas d'impact sur l'atteinte de l'objectif 2020. À partir de 2017, la limite de 50% de certificats verts provenant de l'enveloppe inter-filières a été supprimée. Au global, l'enveloppe inter-filières a principalement bénéficié au PV et, dans une moindre mesure, à la filière éolienne. Elle a permis à la filière PV d'atteindre ses objectifs, au détriment des autres filières.

Tableau 4 : Pourcentage des enveloppes ayant fait l'objet d'une réservation⁵

Filières	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
PV>10 kW	0%	48%	150%	470%	102%	61%	139%
Eolien	23%	42%	81%	106%	149%	N.P.	80%
Hydro	0%	40%	79%	97%	76%	N.P.	58%
Biogaz	58%	0%	103%	30%	98%	N.P.	58%
Biomasse	3%	56%	11%	0%	1%	N.P.	14%
Cogen fossile	5%	29%	85%	43%	107%	N.P.	54%
Total	18%	40%	78%	100%	100%	N.P.	81%

En termes d'atteinte des objectifs de production renouvelable, ce qui précède attire l'attention sur les éléments suivants :

- Soit la répartition des différentes sources de production d'électricité verte est importante dans le mix énergétique. Dans ce cas, le système d'enveloppes annuelles par filières complété par une enveloppe inter-filières ne permet pas de répondre à cette préoccupation ;
- Soit les enveloppes doivent permettre d'atteindre l'objectif global de production d'électricité renouvelable. Dans ce cas, comme les taux de soutien diffèrent entre les filières, ce système ne permet pas de garantir l'atteinte globale de l'objectif en MWh.

Deuxièmement, tous les projets ayant réservé des CV n'ont pas été concrétisés. Le tableau ci-dessous indique le pourcentage de production renouvelable réservée qui a effectivement été mis en service.

Tableau 5 : Pourcentage de la production estimée lors de la réservation qui a effectivement été mise en service

Filières	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
PV	-	80%	91%	67%	62%	76%	73%
Eolien	-	100%	98%	78%	56%	-	76%
Hydro	-	78%	82%	99%	100%	-	90%
Biogaz	100%	100%	100%	100%	100%	-	100%
Biomasse solide et liquide	60%	100%	100%	-	100%	-	99%
Cogen fossile	100%	96%	61%	99%	97%	-	83%
Total	97%	97%	92%	77%	61%	-	76%

⁵ La filière photovoltaïque n'est soumise à réservation qu'à partir du 1^{er} janvier 2015, bien qu'une enveloppe ait été prévue pour cette filière en 2014.

On constate que le pourcentage de non-concrétisation des projets reste relativement stable tout au long de la période étudiée. Il varie cependant entre les filières avec un taux de concrétisation moindre pour la filière PV que pour les autres filières et un taux de concrétisation de 100% pour la filière biogaz.

3. Analyse de l'efficacité des niveaux de soutien

MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DU NIVEAU DE SOUTIEN MOYEN

Trois indicateurs permettant de suivre l'évolution du niveau de soutien global par filière (et sous-filière) sont proposés dans le cadre de la présente analyse.

NIVEAU DE SOUTIEN PAR QUANTITÉ D'ÉLECTRICITÉ PRODUITE (« NS1 »)

Un premier indicateur du niveau de soutien (« NS1 »), exprimé en EUR par MWh d'électricité nette produite, est calculé par filière ou sous-filière en suivant la même approche méthodologique que celle de l'Administration dans son rapport annuel sur l'évolution du marché des certificats verts⁶. Le niveau de soutien (« NS1 ») moyen annuel par filière (ou sous-filière) est donné par la formule suivante :

$$NS1_{(filière)} = pCV_{(filière)} \times tCV_{(filière)} \quad (\text{EUR/MWh})$$

Avec

pCV_(filière), le prix moyen de vente des certificats verts par les producteurs sur l'année pour la filière (ou sous-filière) ;

tCV_(filière), le taux d'octroi moyen sur l'année pour la filière (ou sous-filière) ;

L'Administration (et, par le passé, la CWaPE) publie annuellement le prix moyen de vente des certificats verts (« pCV ») par les producteurs selon les différentes filières (ou sous-filière). Il s'agit d'un prix moyen qui tient compte de l'ensemble des transactions de vente des producteurs que ce soit sur le marché ou via la vente à Elia au prix minimum garanti de 65 EUR par certificat vert.

L'Administration (et, par le passé, la CWaPE) publie également annuellement le taux d'octroi de certificats verts moyen par filière résultant de l'application de ces différents régimes d'octroi de certificats verts :

$$tCV_{(filière)} = CV_{(filière)} / E_{enp} \quad (\text{CV/MWh})$$

Avec

⁶ Voir : <https://energie.wallonie.be/fr/rapports-annuels-sur-l-evolution-du-marche-des-certificats-verts-et-des-garanties-d-origine.html?IDC=9822&IDD=153519>

CV_(filière), le nombre de certificats verts octroyés sur l'année pour la filière (ou sous-filière) ;

Eenp _(filière), la quantité d'électricité nette produite sur l'année par les installations bénéficiant de certificats verts de la filière (ou sous-filière)⁷.

NIVEAU DE SOUTIEN PAR QUANTITÉ D'ÉNERGIE UTILE PRODUITE (« NS2 »)

Pour les installations de cogénération (biomasse et fossile), dans la mesure où celles-ci produisent également de la chaleur utile, un second indicateur (« NS2 ») est également utilisé afin de déterminer le niveau de soutien par quantité d'énergie verte utile produite (électricité et chaleur).

$$tCV2_{(filière)} = CV_{(filière)} / (Eenp + Eqnv)_{(filière)} \text{ (CV/MWh)}$$

$$NS2_{(filière)} = pCV_{(filière)} \times tCV2_{(filière)} \text{ (EUR/MWh)}$$

NIVEAU DE SOUTIEN CORRIGÉ SUR LA DURÉE DE VIE ÉCONOMIQUE (« NS3 »)

Enfin, un troisième indicateur est calculé dans le cas de la filière photovoltaïque en vue de répercuter le soutien octroyé pendant une période limitée de 10 ou 15 ans sur l'entièreté de la durée de vie économique considérée pour ce type d'installation, soit 20 ans.

$$NS3_{(PV)} = pCV_{(PV)} \times tCV_{(PV)} \times (10 \text{ ou } 15) / 20 \text{ (EUR/MWh)}$$

Cet indicateur n'est pas calculé pour les autres filières dans la mesure où celles-ci sont éligibles au futur régime « prolongation » contrairement à la filière « solaire PV ».

INDICATEURS RETENUS PAR FILIÈRE

Le tableau ci-dessous reprend les indicateurs qui sont calculés selon les filières.

Tableau 6 : Indicateurs « niveau de soutien » selon les filières.

Filières	NS1	NS2	NS3
PV < 10 kW	✓	-	✓
PV > 10 kW	✓	-	✓
Hydraulique	✓	-	-
Éolien	✓	-	-
Biomasse solide	✓	✓	-
Biogaz	✓	✓	-
Cogénération fossile	✓	✓	-

⁷ Les quantités d'électricité considérées ne sont pas plafonnées à la première tranche de 20 MW pour les installations des filières biomasse, cogénération et hydro-électricité soumises à ce plafond pour leur octroi de CV. Pour les installations « hybrides » valorisant à la fois des combustibles fossiles et des combustibles renouvelables (biomasse), la totalité de l'électricité nette produite est considérée.

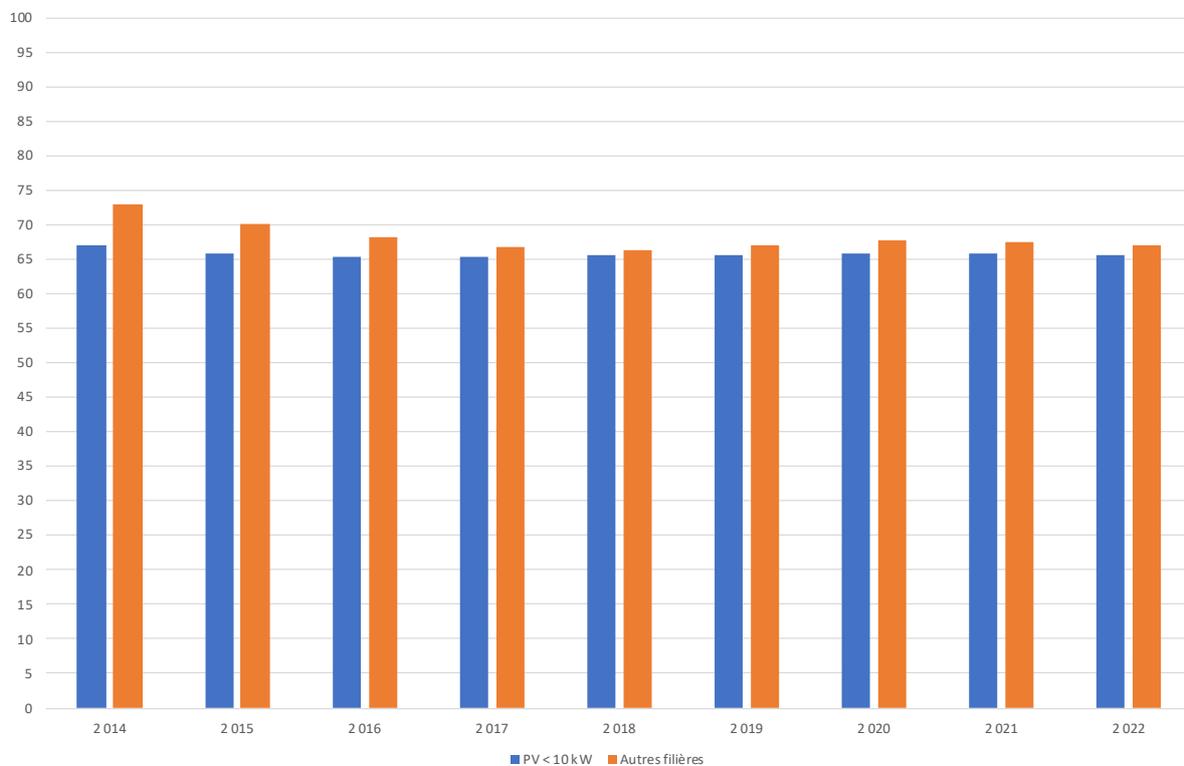
EVOLUTION DU PRIX MOYEN DE VENTE DES CERTIFICATS VERTS

Le tableau ci-dessous reprend les prix moyens annuels de vente des certificats verts par les producteurs pour la période 2014-2022 retenus pour le calcul des indicateurs. Les prix publiés par la CWaPE et l'Administration ne font pas de distinction de prix entre les filières à l'exception de la filière solaire photovoltaïque d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW (« SOLWATT »). Cette distinction se justifie par le fait que la majorité des producteurs de la filière « SOLWATT » est constituée de particuliers et non de professionnels comme pour les autres filières.

On constate une grande stabilité des prix de vente sur la période 2014-2022 avec une convergence progressive vers une valeur proche du prix minimum garanti de 65 EUR. On constate également un prix légèrement inférieur pour la filière « SOLWATT » en raison d'un recours plus important que pour les autres filières au mécanisme de rachat par Elia au prix minimum garanti.

En termes de niveau de soutien octroyé au producteur, on peut donc exclure tout risque de marge excessive (« surprofits ») sur la période 2014-2022 qui aurait été lié à des tensions particulières sur le marché des certificats verts. Ceci s'explique en grande partie par des conditions d'excédent systématique de l'offre de certificats verts sur la période 2014-2022.

Figure 4 : Évolution du prix de vente des certificats verts (EUR HTVA/CV)



RÉGIMES D'OCTROI DES CERTIFICATS VERTS

Les installations ayant bénéficié de certificats verts sur la période d'observation 2014-2022 relèvent de différents régimes d'octroi de certificats verts qui se sont succédé depuis la mise en place du mécanisme des certificats verts en 2003⁸.

On distingue essentiellement le « régime kECO » entré en vigueur en 2014/2015⁹ et les régimes antérieurs à celui-ci. Quel que soit le régime d'octroi de certificats verts, celui-ci se base sur la formulation générique suivante :

$$CV = kCO2 \times kECO \times E_{enp}$$

Avec

CV, le nombre de certificats verts octroyés à l'installation ;

E_{enp}, la quantité d'électricité nette produite par l'installation, exprimée en MWhe. La production d'électricité au-delà de la première tranche de 20 MW ne donne pas droit aux certificats verts pour les installations hydro-électriques, biomasse et de cogénération.

kCO₂, un coefficient de type « bonus/malus » permettant d'ajuster de manière *ex post* le niveau de soutien en fonction de la performance mesurée de l'installation en terme de réduction des émissions de gaz à effet de serre (« taux d'économie de CO₂ »). En dessous d'une valeur de 10%, l'installation ne bénéficie pas de certificats verts. Ce coefficient kCO₂ est en outre plafonné à 2 jusqu'à la première tranche de 5 MW et à 1 au-delà.

kECO, un coefficient économique déterminé *ex ante* de manière à assurer la compensation des coûts de production moyen actualisés par rapport aux prix de marché de l'électricité verte en Wallonie. Ce coefficient économique « kECO » est déterminé pour chaque filière, sous-filière et catégories d'installation (technologie, capacité de production, combustible, etc.) sur base de valeurs représentatives d'une installation de référence pour les paramètres techniques (rendements, durée d'utilisation, etc.), économiques (CAPEX, OPEX), financiers (taux interne de rentabilité) et de marché (prix de l'électricité, de la chaleur et des combustibles). Ces valeurs sont révisées périodiquement et applicables aux nouvelles installations. Dans le cadre du « régime kECO », les taux d'actualisation appliqués pour la détermination des kECO sont les suivants :

- a) 7% pour les filières solaire PV, l'éolien et l'hydro-électricité ;
- b) 8% pour la biométhanisation d'une puissance inférieure ou égale à 1,5 MW ;
- c) 9% pour les autres filières faisant intervenir des combustibles.

⁸ On trouvera dans les rapports annuels sur l'évolution du marché des certificats verts publiés de 2003 à 2019 par la CWaPE et depuis 2020 par l'Administration une description détaillée des différents régimes applicables selon les filières de production d'électricité verte.

⁹ Le « régime kECO » s'applique aux nouvelles installations solaires photovoltaïques d'une puissance supérieure à 10 kW depuis le 1^{er} janvier 2015 et depuis le 1^{er} juillet 2014 pour les autres filières. Un régime transitoire spécifique était d'application en 2014 pour les installations solaire PV de plus de 10 kW.

Des mécanismes d'ajustement (semestriels ou annuels) sont en outre prévus, pour les filières sans combustibles, de manière à tenir compte de la variation des prix sur le marché de l'électricité. Des mécanismes d'ajustement pour les filières à combustibles sont prévus dans le cadre du futur « régime CPMA » en vue de tenir compte de la variation des prix sur le marché de l'électricité mais également des variations de prix sur les marchés des combustibles biomasse et fossiles. On notera qu'il s'agit de mécanismes d'ajustement qui restent basés sur une estimation *ex-ante* de l'évolution des prix de marché et non de mécanismes d'ajustement *ex-post* qui seraient basés sur l'observation des prix de marché effectifs sur la période écoulée.

On notera qu'avec le « régime kECO », le taux d'octroi de certificats verts est plafonné à 2,5 CV/MWh¹⁰ :

$$CV = tCV \times E_{enp}$$

$$tCV = \min (2,5 ; kCO2 \times kECO)$$

A titre de comparaison, le taux d'octroi de certificats verts pour les premières installations solaires photovoltaïques (d'une puissance inférieure à 5 kWc) pouvait monter jusqu'à 7 CV par MWh.

Avec ce plafond de 2,5 CV/MWh et un prix de l'amende¹¹ fixé actuellement par le Gouvernement wallon à 100 EUR par CV manquant, le niveau de soutien maximal possible est par conséquent de 250 EUR/MWh. Si on se base sur un prix de marché proche du prix minimum garanti de 65 EUR par certificat vert, on se situe à un niveau de soutien maximal plutôt de 165 EUR/MWh pour les nouvelles installations bénéficiant du régime « kECO ».

EVOLUTION DES NIVEAUX DE SOUTIEN PAR FILIÈRE ET SOUS-FILIÈRES

On trouvera ci-après les résultats obtenus pour les différentes filières et sous-filières sur la période 2014-2022 pour les indicateurs de l'évolution du niveau de soutien via le mécanisme des certificats verts.

FILIÈRE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

Les figures ci-dessous donnent l'évolution du niveau de soutien moyen d'une part pour le segment des installations solaires PV d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW (« SOLWATT ») et d'autre part pour le segment des installations solaires PV d'une puissance supérieure à 10 kW (« PV > 10 kW »). Pour ces deux segments, les durées d'octroi des

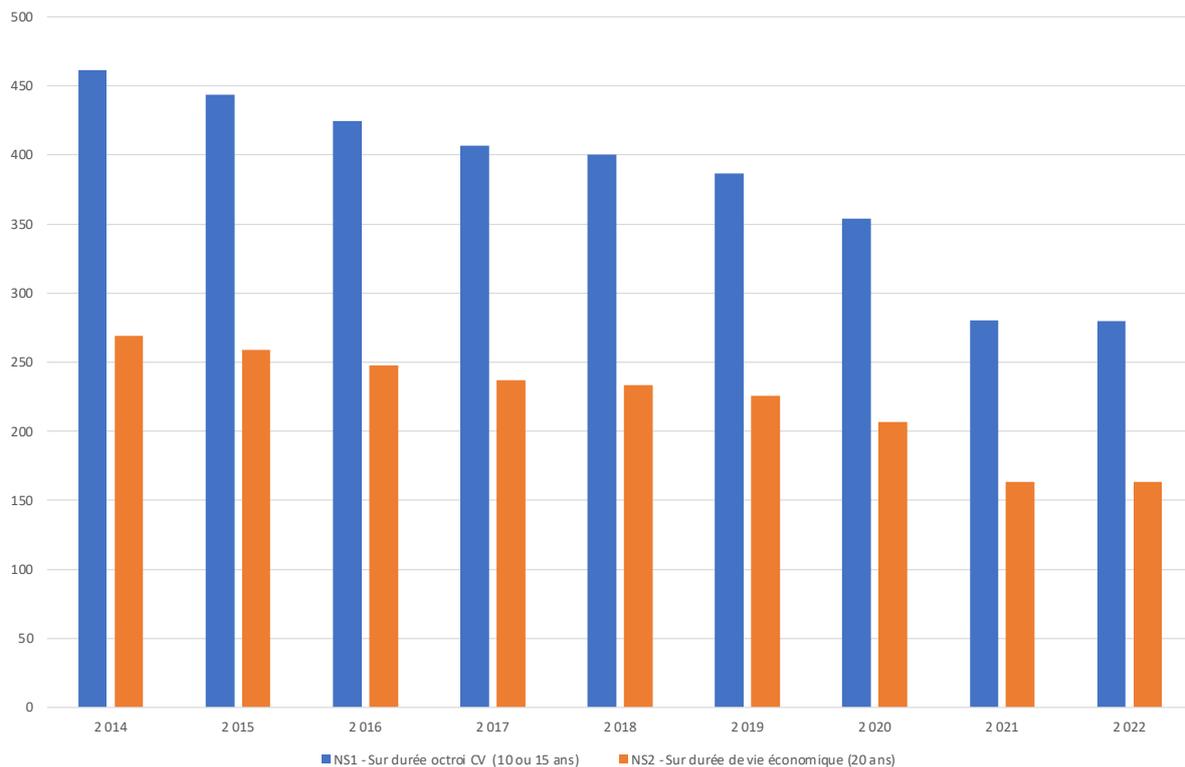
¹⁰ Ce plafond est applicable pour toutes les unités de production ayant fait l'objet d'une demande de réservation de certificats verts à partir du 1^{er} janvier 2015. Un régime transitoire prévoyant un plafond à 3 CV/MWh était d'application pour les demandes de réservation de certificats verts en 2014.

¹¹ Amende applicable en cas de remise insuffisante de certificats verts par les fournisseurs soumis à quota de certificats verts

certificats verts peuvent être de 15 ou de 10 ans. Les installations bénéficiant du régime « kECO » (segment « PV > 10 kW ») ont une durée d'octroi des certificats verts de 10 ans.

Outre un calcul du niveau de soutien sur base de l'indicateur classique « NS1 », un calcul sur base de l'indicateur corrigé « NS3 » est également repris afin de prendre en compte la durée de vie économique considérée pour ce type d'installations (20 ans) supérieure à la durée d'octroi de certificats verts (10 ou 15 ans).

Figure 5 : Évolution du niveau de soutien pour le solaire PV - segment « SOLWATT » (EUR/MWh)

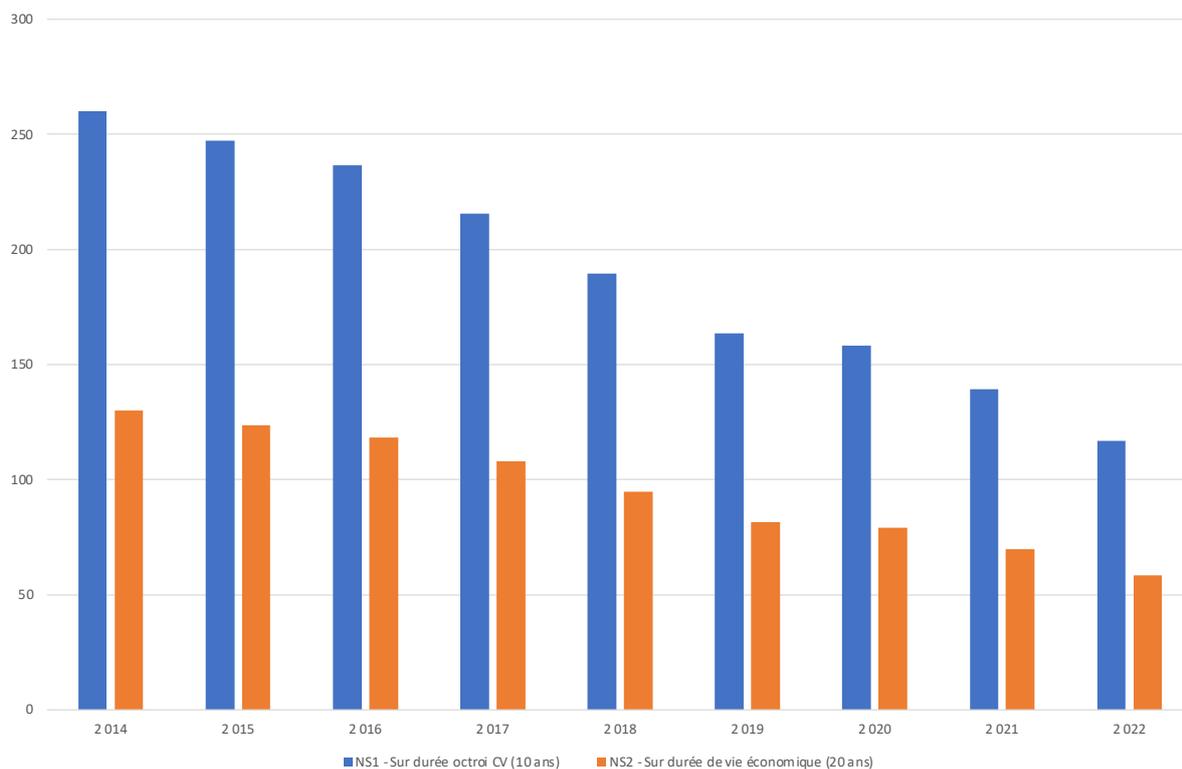


Pour le segment « SOLWATT », les premières installations ont été mises en service en 2007/2008. Au fur et à mesure de la diminution des coûts de production des nouvelles installations, les taux d'octroi de certificats verts applicables ont été réduits (de 7 CV/MWh en 2008 à 1 CV/MWh en 2013/2014). On notera que depuis l'entrée en vigueur du « régime kECO », les installations solaires photovoltaïques d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW mises en service à partir du 1^{er} mars 2014 ne peuvent plus prétendre à l'octroi des certificats verts.

La diminution progressive du niveau de soutien de 2014 à 2022 s'explique principalement par la fin de l'octroi des certificats verts aux premières installations qui bénéficiaient du niveau de soutien le plus élevé. On observe ainsi une diminution de 40% du niveau de soutien moyen pour ce segment entre 2014 et 2022. Le niveau de soutien moyen (« NS1 ») en 2014 se situait à un peu plus de 450 EUR/MWh et diminue jusqu'à une valeur proche de 280 EUR/MWh en 2022. Si on considère le niveau de soutien moyen corrigé pour tenir compte de la durée de vie économique de l'installation (« NS3 »), on passe d'une valeur en 2014 proche de 270 EUR/MWh à une valeur de 160 EUR/MWh en 2022.

Pour le segment « PV > 10 kW », la possibilité d'obtenir des certificats verts a été maintenue au-delà de 2015 dans le cadre du « régime kECO ». On observe également une diminution du plus de 50% du niveau de soutien moyen sur la période 2014-2022. Le niveau de soutien moyen (« NS1 ») en 2022 est inférieur à 120 EUR/MWh et le niveau de soutien moyen corrigé (« NS3 ») est inférieur à 60 EUR/MWh. Cette diminution s'explique principalement par la diminution du coût des installations (CAPEX).

Figure 6 : Évolution du niveau de soutien pour le solaire PV - segment « P > 10 kW » (EUR/MWh)



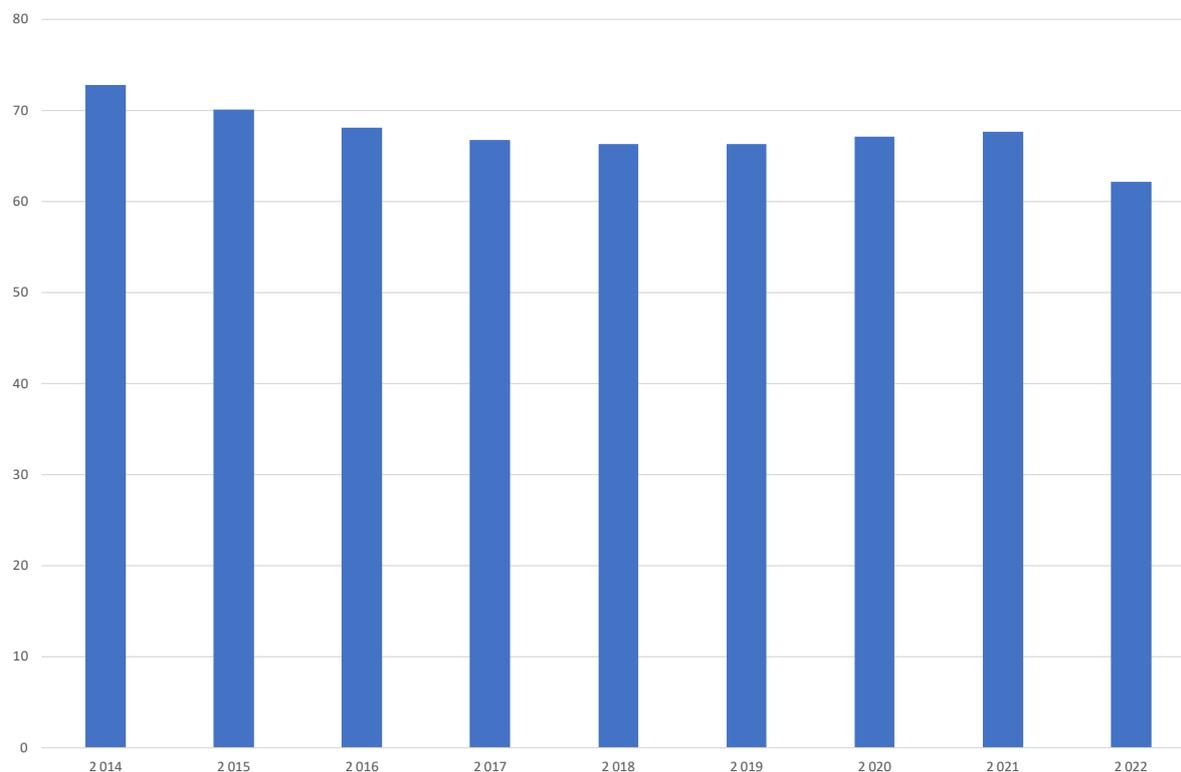
FILIÈRE EOLIENNE

La figure ci-dessous donne l'évolution du niveau de soutien moyen sur base de l'indicateur classique « NS1 » pour la filière éolienne. On constate que l'indicateur passe de 73 EUR/MWh à 62 EUR/MWh sur la période 2014-2022 (-15%). Les diminutions de coût de production étant relativement faibles pour cette filière mature, cette diminution du niveau de soutien est principalement liée à l'évolution des prix forward sur le marché de l'électricité utilisés pour le calcul des kECO (valeur initiale lors de la réservation des certificats verts¹² et ajustements annuels via le « coefficient correcteur rho »¹³) et en particulier à partir de 2022 suite à la crise énergétique.

¹² Voir <https://energie.wallonie.be/fr/keco-applicables-depuis-le-1er-janvier-2019.html?IDD=135668&IDC=10276>

¹³ Voir <https://energie.wallonie.be/fr/coefficient-correcteur-rho.html?IDC=10277&IDD=135672>

Figure 7 : Évolution du niveau de soutien « NS1 » pour l'éolien (EUR/MWh)



Le tableau ci-dessous reprend les valeurs de kECO applicables (pour les installations de plus de 1 MW) en fonction de l'année de réservation des certificats verts ainsi que les valeurs ajustées en 2022 en fonction de l'évolution des prix forward sur le marché de l'électricité. On constate un maintien du kECO initial à une valeur de 1 CV/MWh pour les demandes de réservation sur la période 2014-2018. Ce n'est qu'à partir de 2019 qu'une diminution du kECO initial est observée. Par contre, on constate que l'ensemble des installations ayant fait l'objet d'une réservation de certificats verts sur la période 2014-2022 sont soumises à l'application d'un facteur de réduction pour l'octroi des certificats verts en 2022 (« kECO ajusté 2022 »).

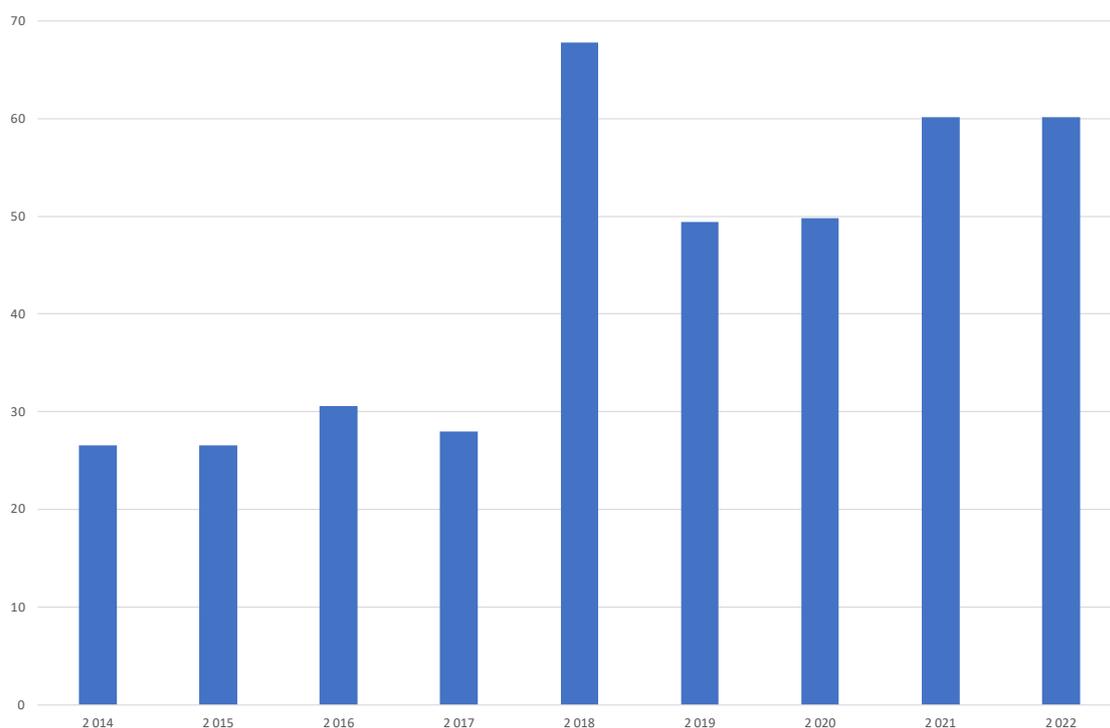
Tableau 7 : Évolution du kECO initial de 2014 à 2022 et valeurs du kECO ajusté en 2022.

Réservation CV	kECO initial	kECO ajusté 2022
2014	1,0000	0,9834
2015	1,0000	0,9877
2016	1,0000	0,9877
2017	1,0000	0,9877
2018	1,0000	0,9877
2019	0,8600	0,7200
2020	0,8600	0,8600
2021	0,7300	0,7300
2022	0,5200	0,5200

FILIÈRE HYDRO-ÉLECTRICITÉ

La figure ci-dessous donne l'évolution du niveau de soutien moyen sur base de l'indicateur classique « NS1 » pour la filière hydro-électricité. On constate une forte augmentation à partir de l'année 2018. Cette augmentation s'explique par la fin de l'octroi des certificats verts aux centrales hydro-électriques historiques (déjà partiellement amorties) dont le niveau de soutien avait été modulé à la baisse (application du coefficient correcteur « Q ») dans le cadre du régime d'octroi de certificats verts en vigueur avant le régime « kECO ». Le parc de production hydro-électrique bénéficiant de certificats verts à partir de 2018 est ainsi réduit de plus de la moitié en termes de capacité installée (de 115 MW à 50 MW).

Figure 8 : Évolution du niveau de soutien (« NS1 ») pour l'hydro-électricité (EUR/MWh)



Par la suite, comme pour la filière éolienne, le niveau de soutien effectif est également impacté par l'évolution des prix forward sur le marché de l'électricité. A titre illustratif, le tableau ci-dessous reprend les valeurs des kECO applicables en 2022 après ajustement en fonction de l'évolution du prix forward sur le marché de l'électricité, selon les différentes catégories de puissance et l'année de réservation des certificats verts.

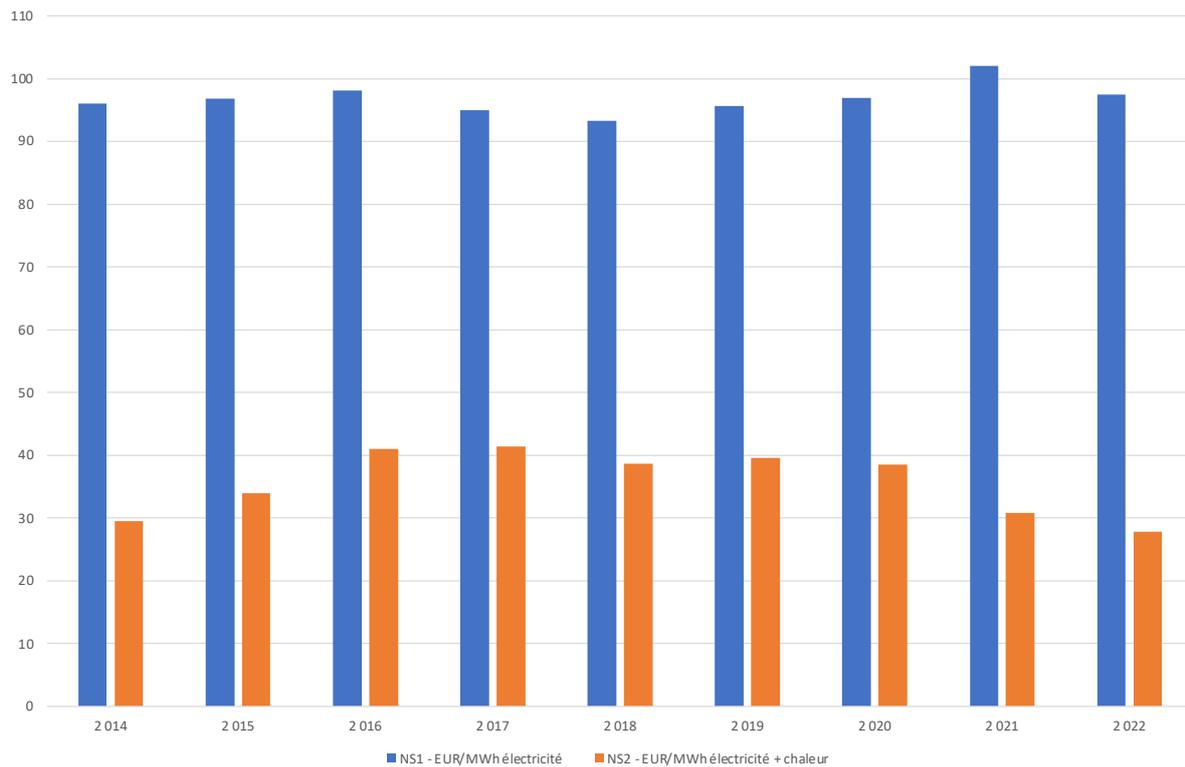
Tableau 8 : Valeurs du kECO ajusté en 2022 pour la filière hydro-électricité (hauteur de chute < 25 m)

Réservation CV	0-5 kW	5-10 kW	10-100 kW	100-1000 kW	> 1000 kW
2014	1,0000	1,0000	1,0000	0,9753	0,9660
2015	1,0000	1,0000	1,7804	1,0835	0,8000
2016	1,0000	1,0000	1,7804	1,0835	0,8000
2017	1,0000	1,0000	1,7804	1,0835	0,8000
2018	1,0000	1,0000	1,7804	1,0835	0,8000
2019	2,5000	2,1023	1,6590	0,9410	0,8240
2020	2,5000	2,1000	1,8000	1,0900	1,0200
2021	2,5000	2,1100	1,4300	0,8000	0,7100
2022	2,5000	2,1100	1,2300	0,5800	0,4600

FILIÈRE BIOMASSE SOLIDE

La figure ci-dessous donne l'évolution du niveau de soutien moyen sur base des indicateurs « NS1 » et « NS2 » pour la filière biomasse solide. On constate que si l'indicateur « NS1 » augmente légèrement sur la période 2014-2022, en passant de 92 EUR/MWh à 97 EUR/MWh, l'indicateur « NS2 » passe par un pic à 41 EUR/MWh en 2017 et revient en 2022 à une valeur comparable à celle de 2014, soit 28 EUR/MWh.

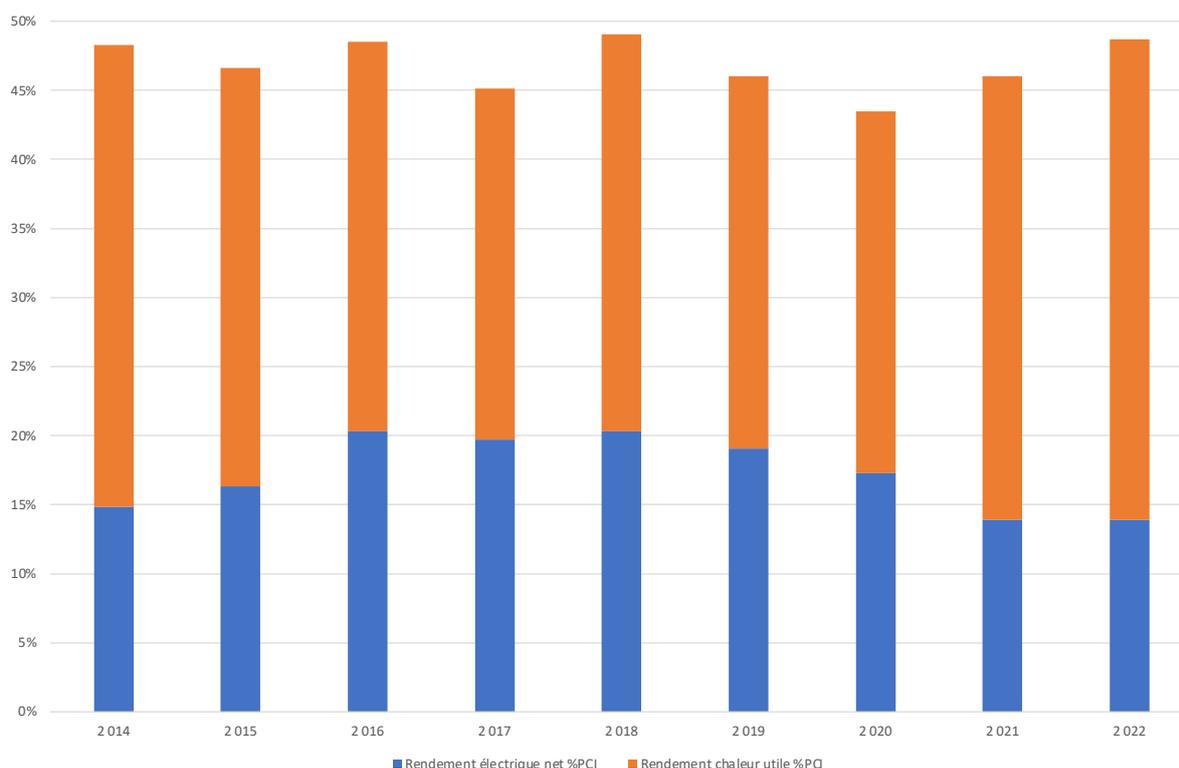
Figure 9 : Évolution du niveau de soutien pour la biomasse solide (EUR/MWh)



Contrairement aux filières sans combustibles (solaire PV, éolien et hydro-électricité), les niveaux de soutien ne sont pas impactés par l'évolution des prix *forward* sur le marché de l'électricité. Ils sont par contre fortement dépendant du niveau de valorisation de la chaleur (coefficient « kCO2 ») et de la taille de ces installations (plafonnement du « kCO2 » au-delà de la première tranche de 5 MW, limitation du soutien à la première tranche de 20 MW). L'arrêt de la centrale à granulés de bois des AWIRS (centrale électrique sans récupération de chaleur) est une des raisons principales permettant d'expliquer la diminution de l'indicateur « NS2 » après 2020. Au global, le parc de production de la filière biomasse solide valorise ainsi deux et demi fois plus d'énergie sous forme de chaleur utile que sous forme d'électricité comme l'illustre la figure ci-dessous. Une analyse du niveau de soutien accordé à cette filière se limitant à l'indicateur « NS1 » est biaisée car elle ne traduit pas correctement la contribution effective de la filière à la production d'énergie renouvelable utile. L'indicateur « NS2 » apparaît plus pertinent à utiliser s'il s'agit de comparer le niveau de soutien de cette filière avec les filières sans combustible.

On observe à la figure ci-dessous que le rendement global (électricité + chaleur utile) se situe aux alentours de 45% ce qui peut paraître peu en comparaison des rendements globaux observés pour la filière cogénération fossile. Le parc de production de la filière biomasse solide répond toutefois globalement au critère de cogénération à haut-rendement tel que défini par la Directive sur l'efficacité énergétique¹⁴ et les taux d'économie de CO2 atteints sont de l'ordre de 5 à 6 fois supérieurs à ceux atteints par la cogénération fossile (voir chapitre I.C.2).

Figure 10 : Évolution du rendement global de la filière biomasse solide (%PCI)

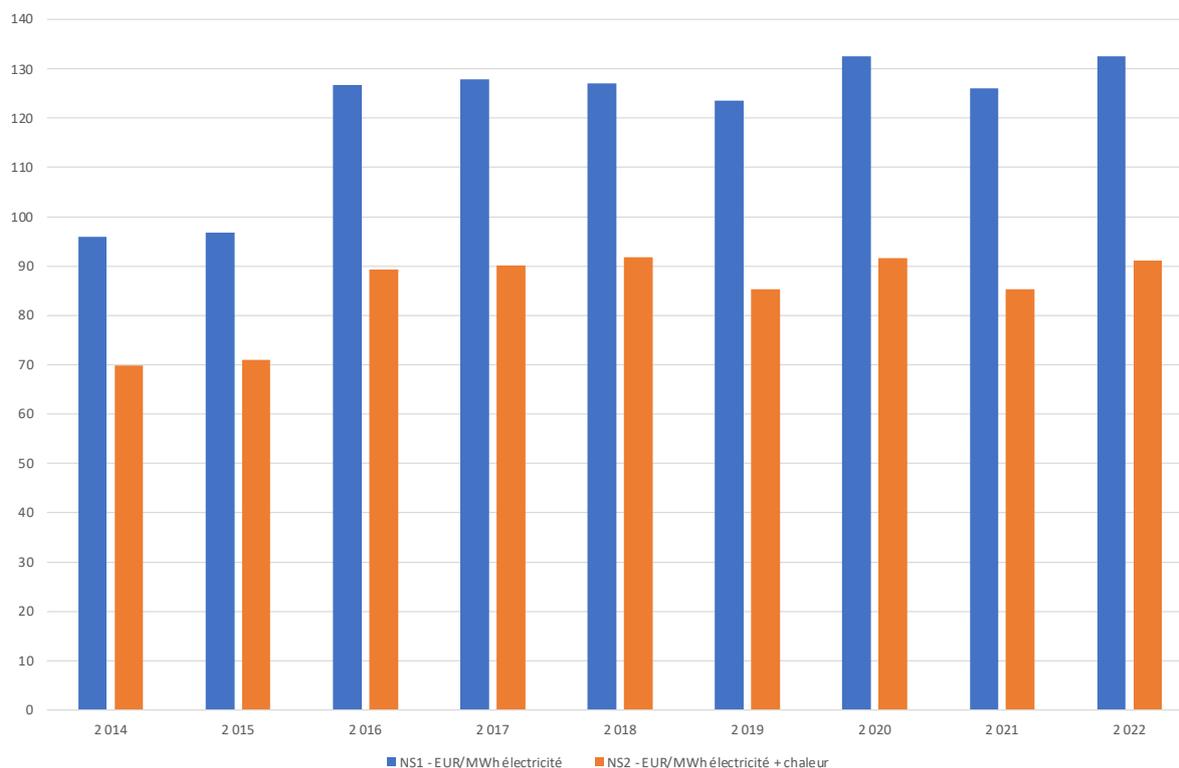


FILIÈRE BIOGAZ

La figure ci-dessous donne l'évolution du niveau de soutien moyen sur base des indicateurs « NS1 » et « NS2 » pour la filière biogaz. L'indicateur « NS1 » augmente d'environ 30 EUR/MWh à partir de 2016. Cette augmentation résulte de l'application du plan de sauvetage mis en place en 2014/2015 pour les installations ayant pu démontrer que le taux interne de rentabilité de référence prévu (8% ou 9% selon les cas) ne pouvait être atteint sans une augmentation du niveau de soutien. L'indicateur « NS2 » suit cette même évolution avec une valeur située entre 85 et 90 EUR/MWh à partir de 2016.

¹⁴ Voir Annexe II de la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE, JO, L 315 du 14.11.2012, p. 1).

Figure 10 : Évolution du niveau de soutien pour le biogaz (EUR/MWh)

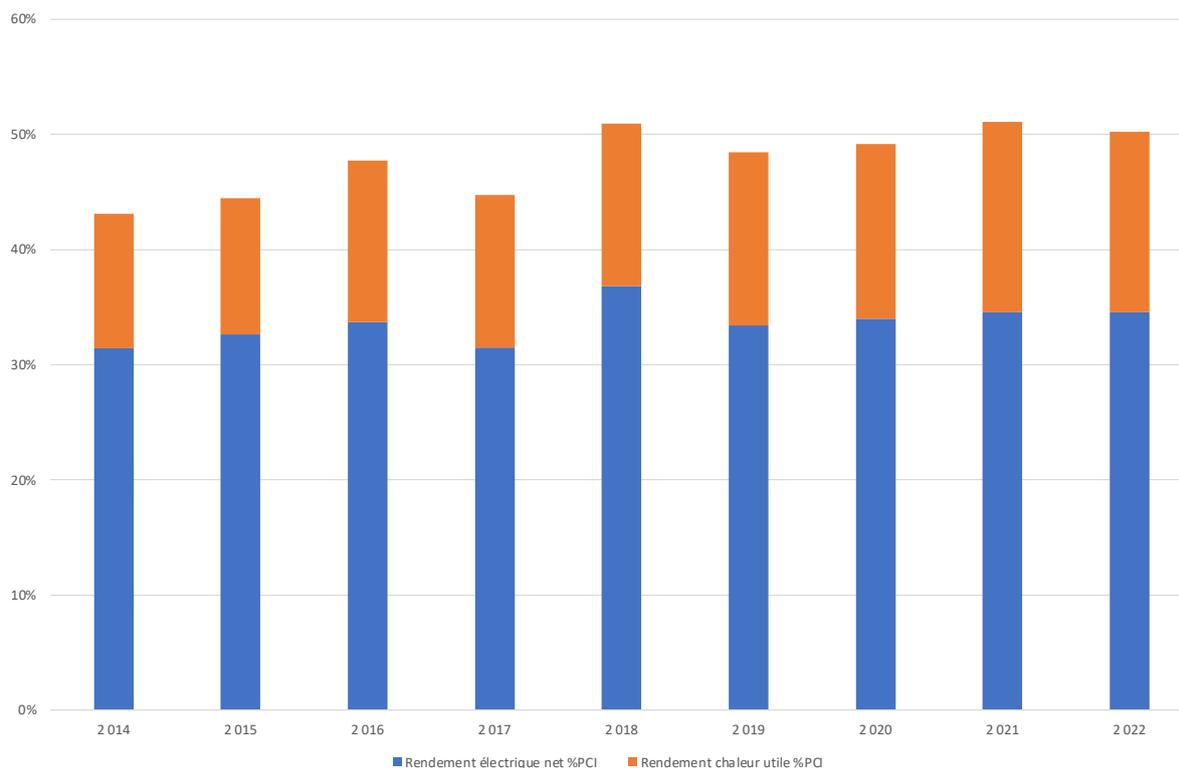


L'écart entre l'indicateur « NS1 » et l'indicateur « NS2 » est moindre pour la filière biogaz que pour la filière biomasse solide en raison d'un taux de valorisation de la chaleur moindre pour la filière biogaz (voir infra).

Comme pour la filière biomasse solide, les niveaux de soutien ne sont pas impactés par l'évolution des prix *forward* sur le marché de l'électricité mais sont fortement dépendant du niveau de valorisation de la chaleur (coefficient « kCO₂ ») et de la taille de ces installations (plafonnement du « kCO₂ » au-delà de la première tranche de 5 MW, limitation du soutien à la première tranche de 20 MW).

On observe à la figure ci-après que le rendement global (électricité + chaleur utile) se situe aux alentours de 50% ce qui, comme pour la filière biomasse solide, peut paraître peu en comparaison des rendements globaux observés pour la filière cogénération fossile. Cependant, les taux d'économie de CO₂ atteints sont de l'ordre de 3 à 4 fois supérieurs à ceux atteints par la cogénération fossile (voir chapitre I.C.2).

Figure 11 : Évolution du rendement global de la filière biogaz (%PCI)



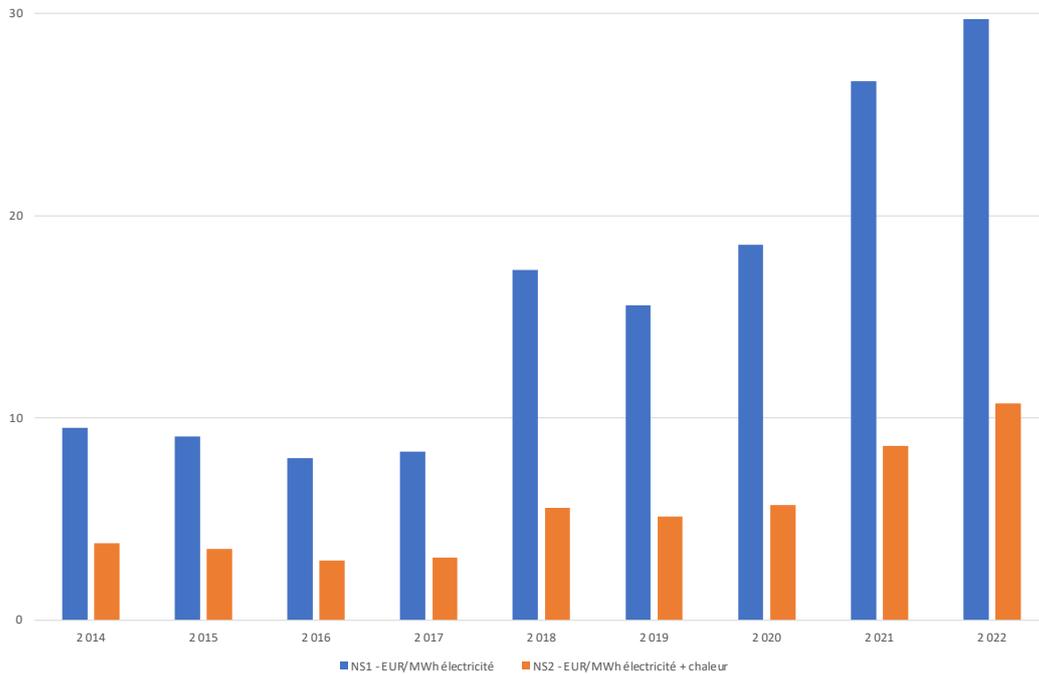
FILIERE COGÉNÉRATION FOSSILE

La figure ci-dessous donne l'évolution du niveau de soutien moyen sur base des indicateurs « NS1 » et « NS2 » pour la filière cogénération fossile. Comme pour les filières biomasse solide et biogaz, les niveaux de soutien ne sont pas impactés par l'évolution des prix *forward* sur le marché de l'électricité mais sont fortement dépendant du niveau de valorisation de la chaleur et de la nature du combustible utilisé (coefficient « kCO2 »).

L'indicateur « NS1 » augmente sensiblement sur la période 2014-2022, en passant de moins de 10 EUR/MWh jusqu'en 2017 à 30 EUR/MWh en 2022. Ceci s'explique dans un premier temps, comme observé pour la filière hydro-électricité, par la fin de l'octroi des certificats verts aux centrales historiques (déjà partiellement amorties) dont le niveau de soutien avait été modulé à la baisse (application du coefficient correcteur « Q ») dans le cadre du régime d'octroi de certificats verts en vigueur avant le régime « keCO » et dans un second temps, à partir de 2021, par l'utilisation accrue de biogaz (produit sur site ou via l'achat de garanties d'origine) dans les installations dites de co-combustion.

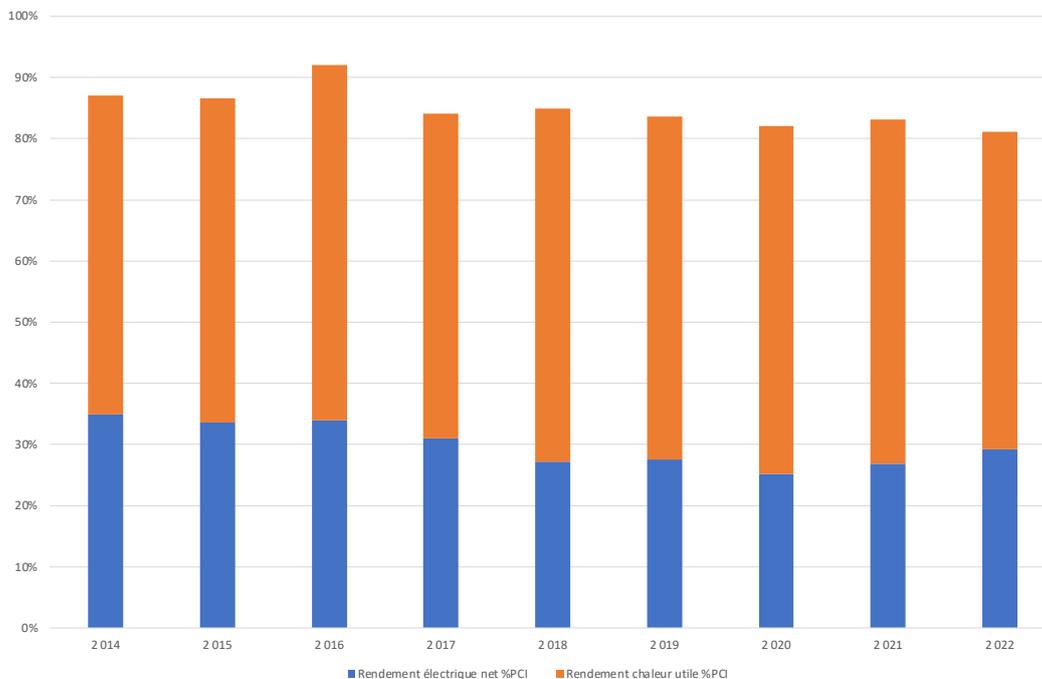
L'indicateur « NS2 » augmente également sur la période 2014-2022, en passant de moins de 5 EUR/MWh jusqu'en 2017 à 11 EUR/MWh en 2022.

Figure 12 : Évolution du niveau de soutien pour la cogénération fossile (EUR/MWh)



On observe dans la figure suivante que les rendements de cogénération (électricité + chaleur utile) sont très élevés (au-delà de 80%). Ceci n'est pas surprenant étant donné la nécessité de répondre au critère de « *cogénération de qualité* » pour pouvoir bénéficier de certificats verts lorsqu'il s'agit d'une installation de cogénération fossile.

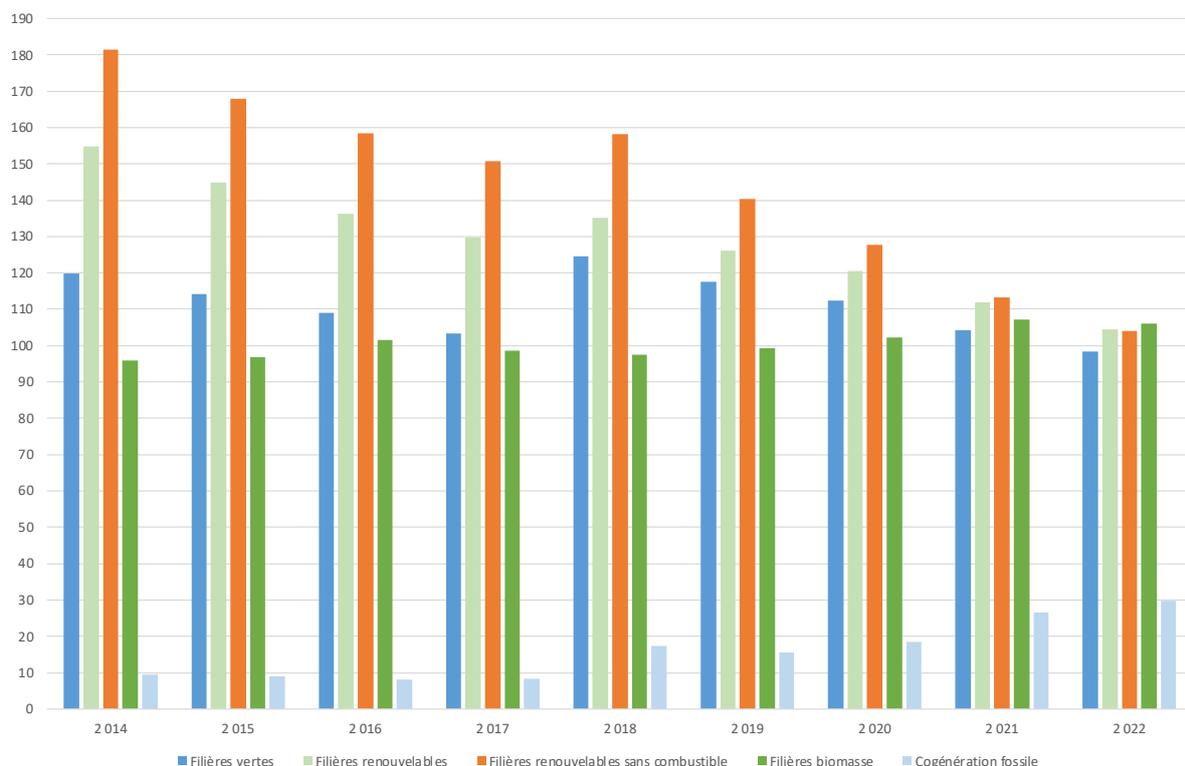
Figure 13 : Évolution du rendement global de la filière cogénération fossile (%PCI)



ÉVOLUTION DU NIVEAU DE SOUTIEN GLOBAL

La figure ci-après donne l'évolution du niveau de soutien moyen sur base de l'indicateur « NS1 » pour l'ensemble du parc de production d'électricité verte (« filières vertes »). On y distingue également les valeurs moyennes calculées pour l'ensemble des filières de production d'électricité renouvelables (« filières renouvelables »), pour les filières « renouvelables sans combustibles » (solaire PV, éolien, hydro-électricité), pour les filières renouvelables avec combustibles (« filières biomasse ») et enfin pour la filière « cogénération fossile ».

Figure 14 : Évolution du niveau de soutien global « NS1 » (EUR/MWh)

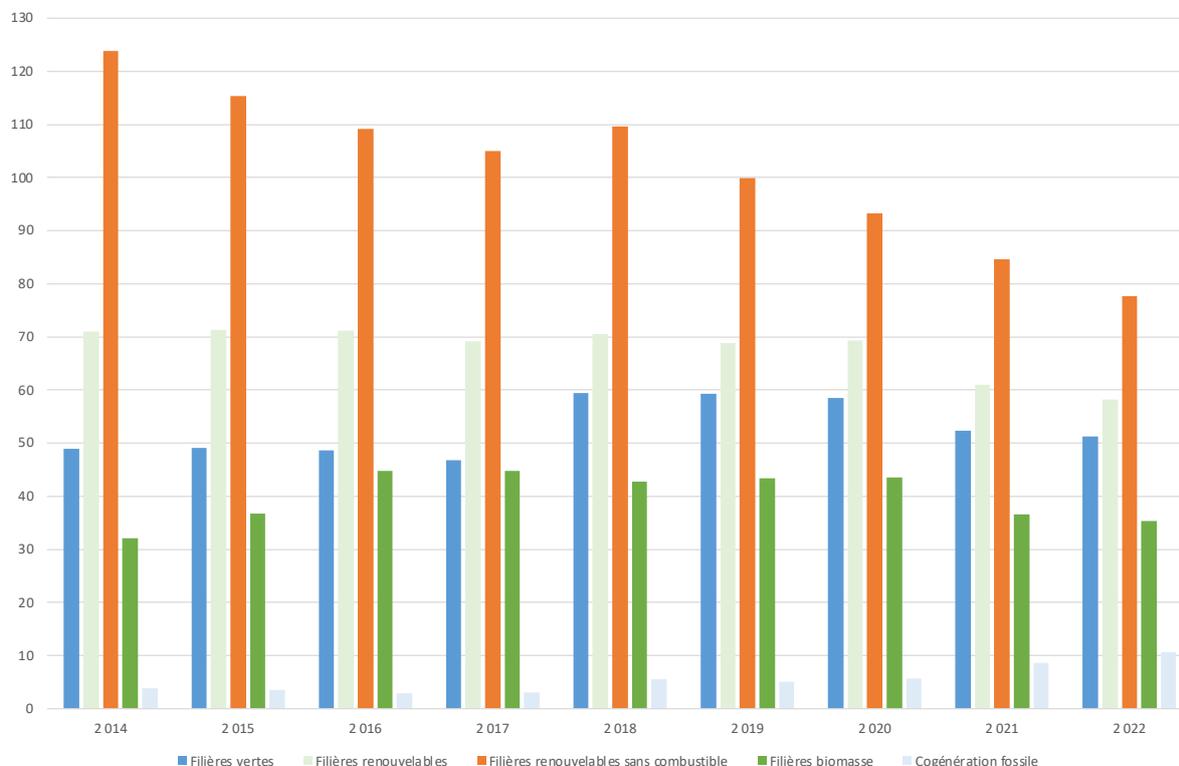


Pour le parc de production d'électricité verte, on constate une diminution de 2015 à 2017 puis une augmentation sensible en 2018 qui constitue le pic sur la période 2014-2022. Sur la période 2018-2022, l'indicateur « NS1 » diminue, en passant de 125 EUR/MWh à 98 EUR/MWh.

La diminution la plus sensible de l'indicateur « NS1 » est observée pour les filières renouvelables sans combustible (solaire PV, éolien, hydro-électricité). Pour ces filières, l'indicateur « NS1 » passe de 181 EUR/MWh en 2014 à 104 EUR/MWh en 2022. En revanche, pour les filières biomasse (biomasse solide et biogaz), on constate une légère augmentation sur la période 2014-2022 où l'indicateur « NS1 » passe de 96 EUR/MWh à 106 EUR/MWh. On constate ainsi une convergence progressive des niveaux de soutien entre les filières renouvelables avec et sans combustible.

La figure ci-dessous donnent l'évolution des niveaux de soutien moyen sur base cette fois des indicateurs « NS2 » (« NS3 » pour le photovoltaïque).

Figure 15 : Évolution du niveau de soutien global « NS2+NS3 » (EUR/MWh)



Par rapport à l'indicateur « NS1 », on constate logiquement une diminution sensible du niveau de soutien. Pour le parc de production d'électricité verte dans sa globalité, le niveau de soutien selon ces indicateurs « NS2 et NS3 » reste relativement stable sur la période 2014-2017 aux alentours de 48 EUR/MWh puis augmente sensiblement en 2018 (60 EUR/MWh) et diminue ensuite jusqu'à une valeur de 51 EUR/MWh en 2022. Cette évolution est la résultante des évolutions contrastées observées (cf. supra) entre les filières renouvelables sans combustible, biomasse et cogénération fossile.

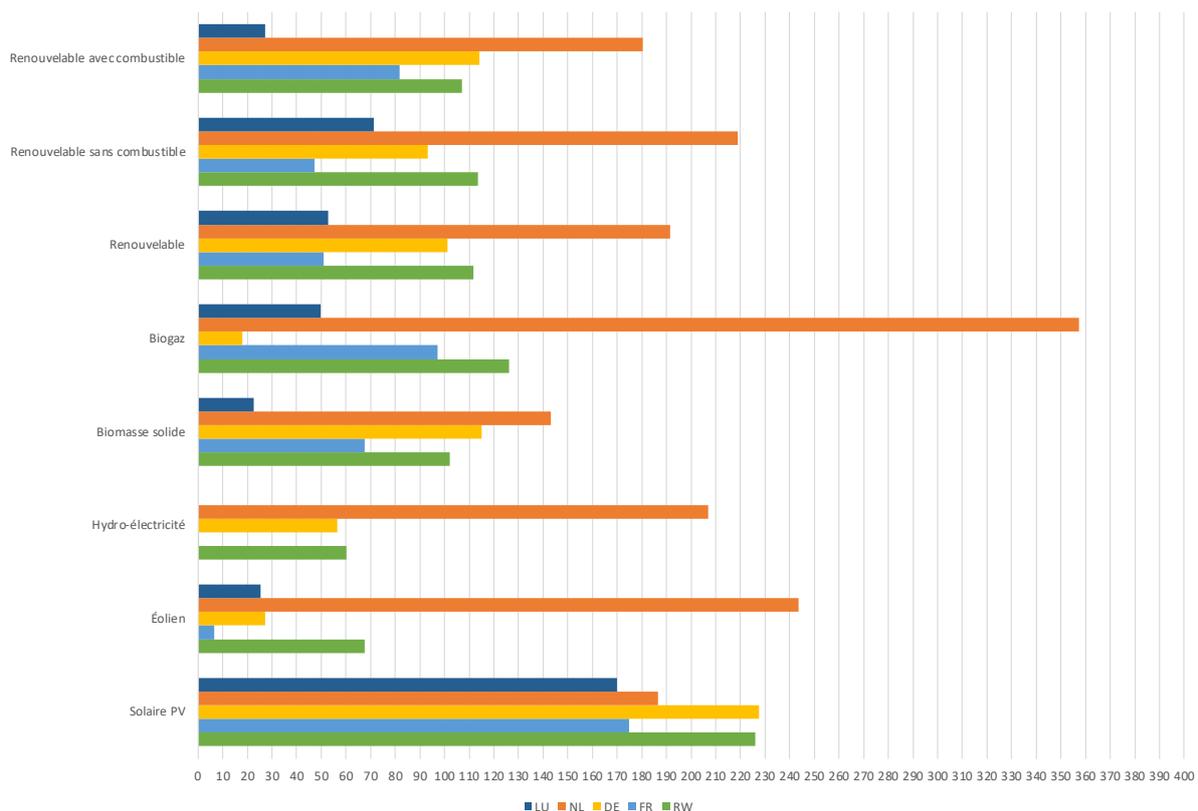
Si on regarde uniquement les filières renouvelables, le niveau de soutien est resté relativement stable autour de 70 EUR/MWh sur la période 2014-2020 pour ensuite diminuer autour de 60 EUR/MWh en 2021 et 2022.

On trouvera ci-après une comparaison des niveaux de soutien calculés pour le mécanisme des certificats verts wallons avec les dernières valeurs publiées en septembre 2023 par le CEER¹⁵ dans le cadre de son étude comparative des niveaux de soutien en Europe.

¹⁵ Voir : <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/6c2376e9-7072-a1c1-0b8e-7b7954e17264>

La figure ci-dessous compare l'indicateur « NS1 » calculé avec les niveaux de soutien observés en 2021 pour les pays limitrophes (Allemagne (DE), France (FR), Luxembourg (LU), Pays-Bas (NL) pour les filières soutenues en Wallonie (solaire PV, éolien onshore, hydro-électricité, biomasse solide et biogaz). On constate de fortes variations des niveaux de soutien entre les différents pays pour certaines filières. On notera que cette étude ne mentionne que les données relatives à l'éolien offshore en Belgique et ne mentionne aucune donnée relative au niveau de soutien dans les trois régions.

Figure 16 : Comparaison du niveau de soutien global « NS1 » 2021 (EUR/MWh)
Source : CEER/CLIMACT

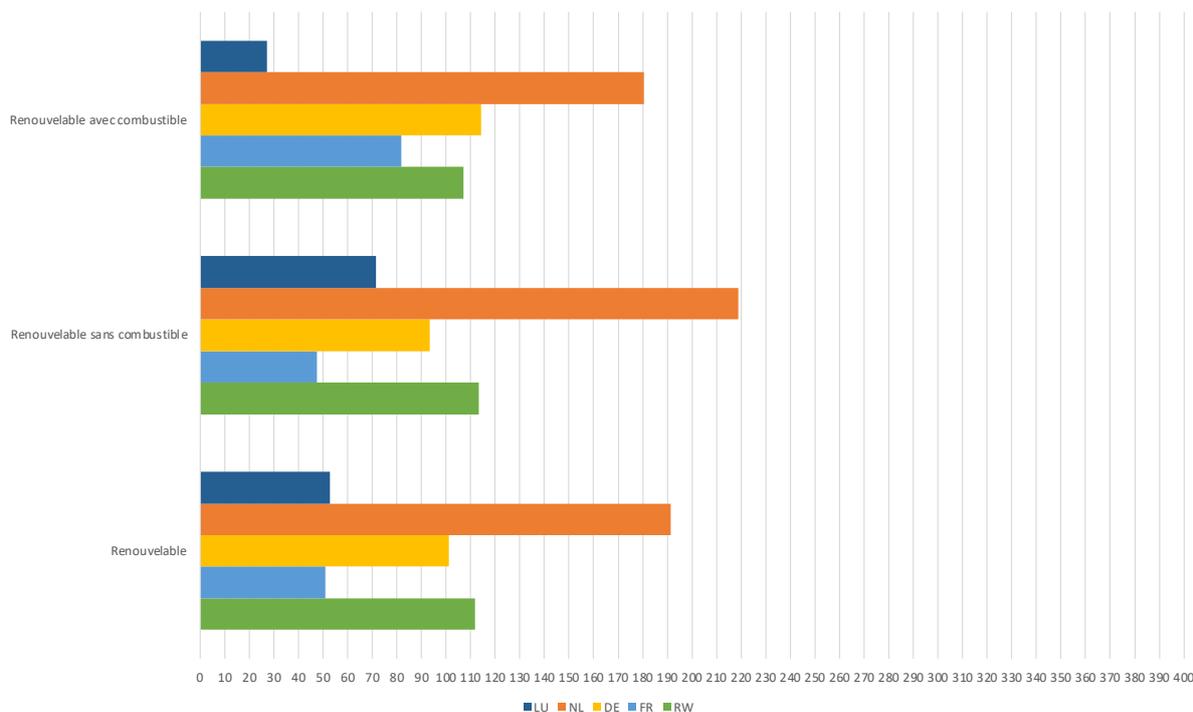


Le niveau de soutien indiqué pour la filière solaire PV en Wallonie correspond à la moyenne pondérée des 2 segments « SOLWATT » et « P > 10 kW ». La valeur obtenue est supérieure à celle observée en France, Luxembourg et Pays-Bas mais légèrement inférieure à celle observée en Allemagne. Si on se limite au segment « P > 10 kW » qui est le seul à bénéficier du régime « kECO », on se situe à un niveau de soutien de 140 EUR/MWh, soit une valeur inférieure à celles observées dans les 4 pays limitrophes. Pour la filière éolienne et la filière hydro-électricité, les niveaux de soutien sont supérieurs à ceux relevés pour la France, le Luxembourg et l'Allemagne mais restent inférieurs à ceux relevés pour les Pays-Bas.

Pour la filière biomasse solide, le niveau de soutien calculé pour la Wallonie se situe entre celui observé en France et celui observé en Allemagne et aux Pays-Bas. Le niveau de soutien pour la filière biogaz est apparemment sensiblement supérieur à celui observé en Allemagne et au Luxembourg, supérieur mais proche du niveau de soutien observé en France et reste bien inférieur à celui proposé aux Pays-Bas.

Étant donné que les contributions relatives des différentes filières varient d'un pays à l'autre, on trouvera dans la figure ci-dessous les valeurs obtenues au global pour le parc de production d'électricité renouvelable ainsi que les valeurs obtenues pour d'une part les filières sans combustible (solaire PV, éolien, hydro-électricité) et d'autre part pour les filières avec combustible (biomasse solide et biogaz).

Figure 17 : Comparaison du niveau de soutien global « N1 » 2021 (EUR/MWh)
Source : CEER/CLIMACT



On constate que le niveau de soutien moyen calculé pour la Wallonie en 2021 est proche de celui observé en Allemagne. Il est sensiblement plus élevé que celui observé en France et au Luxembourg mais reste bien en dessous de celui observé aux Pays-Bas. Ces conclusions sont également valides pour les filières renouvelables sans combustible. Pour la bioénergie, on constate que le niveau de soutien calculé pour la Wallonie est situé entre celui observé en France et celui observé en Allemagne et reste bien inférieur à celui observé aux Pays-Bas. Seul le Luxembourg présente apparemment (voir infra) des niveaux de soutien sensiblement inférieurs pour la bioénergie.

On notera toutefois que ce type de comparatif doit être considéré avec prudence étant donné que d'un pays à l'autre de nombreuses différences peuvent être rencontrées que ce soit sur le type d'installations soutenues (technologies, catégories de puissance, etc.) ou sur les différents mécanismes de soutien (durée de l'aide à la production, combinaison ou non avec des aides à la production de chaleur pour les installations de cogénération, niveau d'aide à l'investissement, niveau de prise en charge des raccordements au réseau, etc.).

4. Analyse de l'efficience de la répercussion sur la facture d'électricité

Il convient de rappeler que le financement du mécanisme de CV est assuré par (1) la répercussion, par le fournisseur, du coût de l'électricité verte (le quota) sur la facture des consommateurs (art. 25 de l'AGW-PEV) ainsi que par (2) la répercussion, par le fournisseur également, de la surcharge que représente le coût de la garantie d'achat par le GRTL des CV au prix fixé par le Gouvernement (art. 42 bis du Décret électricité).

RÉPERCUSSION DU QUOTA SUR LA FACTURE

L'arrêté du gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité (ci-après, l' « AGW OSP »), prévoit notamment des obligations de service public spécifiques aux fournisseurs. L'AGW OSP dispose que le contrat de fourniture et ses avenants contiennent des informations minimales et notamment le coût lié aux certificats verts qui doit être identifié spécifiquement et qui ne peut en aucun cas être compris dans le poste relatif aux taxes et redevances (AGW OSP, art. 4, §1^{er}, g)¹⁶.

SUR LES SEGMENTS RÉSIDENTIELS ET DES CLIENTS CONSOMMANT MOINS DE 100 MWH/AN

La répercussion du prix des CV sur la facture des clients résidentiels¹⁷ et les PME¹⁸, est encadrée par la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après la « loi électricité »). L'article 20 quater de cette loi dispose, en substance, que pour les clients résidentiels et les PME, le fournisseur peut répercuter au client final au maximum la charge réelle liée aux obligations régionales en matière de CV en tenant compte uniquement du prix de marché des CV et d'un coût de transaction forfaitaire fixé par un arrêté royal qui n'a pas encore été adopté. Cette même disposition précise que les marges dans les transferts de certificats entre les différentes entités d'une entreprise verticalement intégrée qui sont supérieures à la différence entre le prix d'achat minimum garanti (65 EUR) et le prix du marché d'un CV sont interdites. Cette disposition confie à la Commission de Régulation de l'électricité et du gaz (la CREG) le soin de vérifier que ces règles sont respectées et autorise le régulateur fédéral à imposer des amendes en cas de violation de ladite disposition. Toutefois, en

¹⁶ L' Accord « Le consommateur dans le marché libre de l'électricité et du gaz » conclu en 2004 entre les fournisseurs et les autorités fédérales et dernièrement modifié en 2017, disponible sur le site de la [CWAPE](#), prévoit que le décompte annuel indique la décomposition des montants facturés pour la période de relevé subdivisée dans différentes rubriques dont le coût de l'énergie en ce compris les coûts de l'énergie verte lorsqu'ils sont mentionnés séparément.

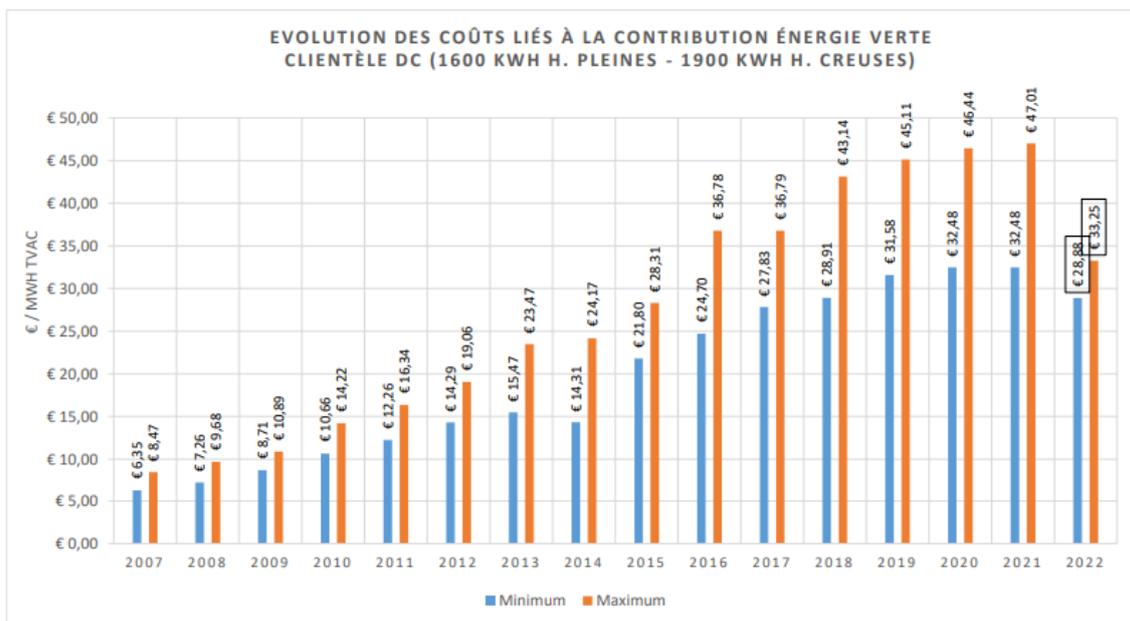
¹⁷ Selon l'article 2,16 bis, de la loi électricité, un client résidentiel est un client achetant de l'électricité pour son propre usage domestique, ce qui exclut les activités commerciales ou professionnelles.

¹⁸ Selon l'article 50° de la loi électricité, une PME est un client final présentant une consommation annuelle cumulée pour l'ensemble de ses points de raccordement de moins de 100 MWh.

l'absence de l'arrêté royal mentionné ci-dessus, l'encadrement de la répercussion des coûts du quota demeure, à ce stade, théorique.

La pratique des fournisseurs relative à la répercussion du coût des CV sur la facture des consommateurs varie significativement d'un fournisseur à l'autre. A titre d'illustration, sur le segment résidentiel Dc (qui correspond à la catégorie 1C)¹⁹, la répercussion du coût des certificats verts sur la facture varie significativement jusqu'en 2021 et s'atténue en 2022 comme l'illustre la Figure 18 ci-dessous.

Figure 18 : Évolution des coûts liés à la contribution énergie verte pour la clientèle Dc (TVAC)
Source : CWaPE



La diminution importante de la contribution en 2022, tant minimale que maximale, s'explique par une baisse de la TVA de 21% à 6%. Par ailleurs, la réduction de l'écart entre le montant minimum et le montant maximum de la répercussion du coût du quota tient à la cessation d'activité en 2022 d'un fournisseur qui répercutait sur la facture de ses clients 100% du coût de l'amende (100 EUR/CV manquant). Pour l'année 2022, il apparaît que tous les fournisseurs facturent les CV au client final dans une fourchette de prix entre 69 EUR/CV HTVA et 80 EUR/CV HTVA. Ces prix sont supérieurs au prix global de marché (66,71 EUR/CV HTVA en décembre 2022).

Dans la mesure où la Figure 18 ci-dessus est représentative de la variété des coûts répercutés par les différents fournisseurs à l'ensemble du segment résidentiel, il apparaît que des disparités existent entre les différents fournisseurs quant aux coûts du quota répercutés sur

¹⁹ Le segment résidentiel Dc est défini par une consommation de 1,6 MWh en heures pleines et 1,9 MWh en heures creuses).

la facture des consommateurs résidentiels. Cette disparité peut potentiellement refléter un coût de gestion du mécanisme plus élevé chez certains fournisseurs, ceux-ci étant moins efficaces que d'autres. Elle peut aussi, en l'absence d'encadrement effectif de cette répercussion par la loi électricité, simplement traduire des comportements commerciaux différenciés entre fournisseurs quant au prix de la commodité et au prix des CV²⁰. Par ailleurs, le fait que la répercussion du coût du quota sur la facture du client résidentiel soit plus élevée que le prix moyen du CV est également susceptible d'indiquer une perte d'efficacité. Dans la mesure où la répercussion des quotas n'est pas encadrée, il est possible que le coût facturé pour les quotas par le fournisseur aux clients résidentiels soit plus élevé que la charge réelle du fournisseur pour ce poste.

Une application effective du mécanisme prévu à l'article 20 quater de la loi électricité permettrait de limiter le coût du quota répercuté sur la facture au prix de marché du CV augmenté d'un montant forfaitaire raisonnable pour les coûts de transaction et ainsi en améliorer l'efficacité. Ceci relève cependant de la compétence de l'État fédéral.

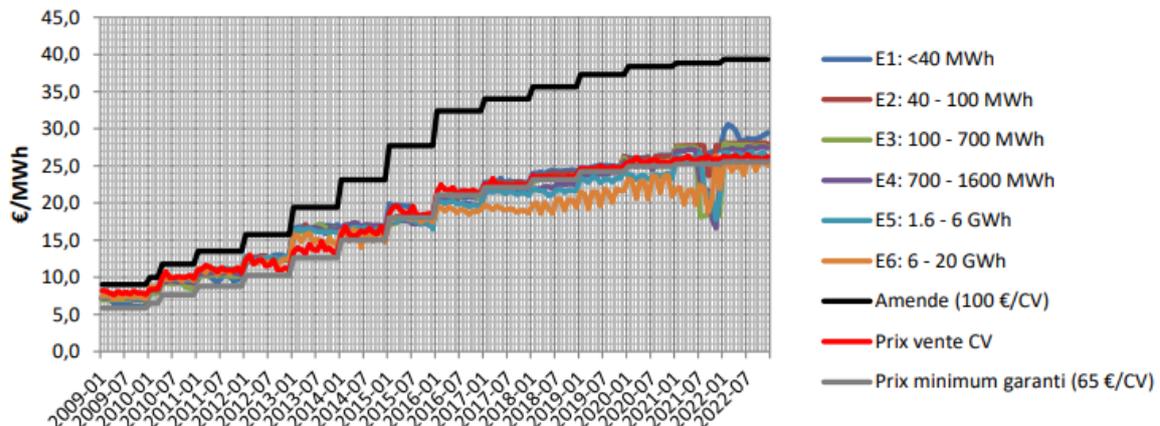
SUR LES AUTRES CATÉGORIES DE CLIENTS FINAUX CONSOMMANT JUSQU'À 20 GWH

Les données disponibles relatives à la répercussion du coût du quota sur la facture des clients professionnels ne sont pas désagrégées selon les fournisseurs.

Comme cela ressort de la Figure 19 ci-dessous, l'évolution de la répercussion du coût du quota est sensiblement la même, quelles que soient les différentes catégories de consommateurs. Par ailleurs, le coût répercuté sur la facture est proche du prix de vente moyen sur le marché des CV. Les différences de montants répercutés sur la facture de certaines catégories de consommateurs tiennent principalement à ce que ceux-ci sont partiellement exemptés du quota de certificats verts. Ces exemptions ont pour conséquence que le taux de quota nominal, théoriquement applicable à toutes les consommations, est converti en un taux effectif, correspondant à la contribution réelle au financement du mécanisme par chacune des catégories de consommateurs.

²⁰ Une analyse fine sur ce point dépasse les limites de la présente mission d'évaluation.

Figure 19 : Évolution des coûts liés à la répercussion du quota pour les clients consommant jusqu'à 20 GWh/an (hors résidentiel et PME) - Source : CWaPE



RÉPERCUSSION DE LA SURCHARGE SUR LA FACTURE

La répercussion des OSP du GRTL liées à l'obligation de racheter les CV aux producteurs qui en font la demande à un prix garanti est organisée par l'article 42 bis du décret électricité. Cette disposition prévoit, en substance, que l'ensemble des coûts induits par ces OSP sont couverts par une surcharge, due par les clients finals raccordés à un niveau de tension inférieur ou égal à 70 kV.

Dès lors que la surcharge est prévue directement par le Décret, elle est portée en compte sur la facture par les fournisseurs mais sans aucune possibilité de modulation par ces derniers. La répercussion de la surcharge sur la facture ne soulève pas de difficulté sur le plan de l'efficacité puisque seul le coût est répercuté.

Par ailleurs, l'article 42 bis du décret électricité prévoit également des exonérations partielles de la surcharge pour certaines catégories de clients finals. L'exonération s'applique directement aux clients finals sans possibilité pour les fournisseurs de modaliser une telle exonération. L'exonération partielle de la surcharge ne soulève pas non plus de question particulière sur le plan de l'efficacité dès lors que l'intégralité de l'exonération est répercutée.

B. Analyse des forces, faiblesses du mécanisme CV ainsi que des opportunités et menaces

Le régime kECO en vigueur pendant la période sous examen (2014-2022) fait l'objet, ci-après, d'une analyse de type SWOT (*strenghts, weaknesses, opportunities and threats*). Cette analyse est qualitative. Pour chacune de ces forces, faiblesses, opportunités et menaces, lorsque le régime CPMA – en cours d'approbation par la Commission européenne et appelé à succéder au régime kECO sous examen – est de nature à modifier l'évaluation, il en est fait mention en note infrapaginale.

Cette analyse SWOT présente surtout un intérêt en vue d'une éventuelle adaptation du mécanisme CV dans la perspective de l'objectif de développement de l'électricité verte à l'horizon 2030.

1. Atouts du régime kECO

EFFICACITÉ AU SENS STRICT

On constate tout d'abord que les objectifs wallons de production d'électricité renouvelable ont effectivement été atteints dans leur globalité, ce qui démontre l'efficacité du système. Le fait de prévoir un soutien spécifique pour différentes filières a permis aux filières moins matures de se développer. Le système de l'enveloppe inter-filières a quant à lui permis un développement plus rapide des projets pouvant être concrétisés à plus courte échéance et le déploiement de capacités de production dans le cas où certaines filières auraient du mal à voir des projets émerger. C'est ce qu'on a constaté avec la sous-utilisation de certaines enveloppes, qui a bénéficié aux filières PV et éoliennes (cf. tableau 4). Ce système de soutien par filières a également permis le développement de filières complexes ou intégrées dans des ensembles industriels plus conséquents. Les unités intégrées ont favorisé l'autoconsommation et la valorisation de la chaleur dans les projets de cogénération. Sur ce dernier point, notons que le soutien aux cogénérations constitue un soutien indirect à la production de chaleur, d'autant que la présence d'un facteur kCO_2 permet de maintenir une bonne performance environnementale et d'encourager la valorisation maximale de la chaleur produite.

EFFICIENCE

La méthodologie prévoit que le kCO_2 mentionné plus haut, est multiplié par un kECO de manière à compenser le surcoût de production de l'électricité verte par rapport au prix du marché. Ce facteur permet de limiter les risques de surcompensation de plusieurs manières.

Tout d'abord, celui-ci est calculé sur base de données *ex ante* et révisé périodiquement²¹. Le soutien accordé est également révisé en cours de période d'octroi, ce qui permet d'ajuster le niveau de soutien à l'évolution des prix de l'électricité pour les filières intensives en CAPEX²². Enfin, le décret électricité prévoit un plafond du soutien à 2,5CV par MWh électrique produit, ce qui maintient le soutien octroyé sous un plafond absolu²³.

AUTRES CRITÈRES

D'un point de vue pratique, la gestion des flux financiers est de la responsabilité des acteurs du marché et n'est pas gérée par les autorités publiques. Les fournisseurs, responsables de la restitution de quotas de certificats verts peuvent définir leur propre stratégie pour diminuer ces coûts (production propre ou achat de CV), ce qui permet aux fournisseurs de choisir la voie la moins coûteuse et ainsi renforcer l'efficacité du mécanisme.

Enfin, le mécanisme d'enveloppe est un système ouvert mais plafonné qui permet une certaine prévisibilité de l'évolution de la production (et de l'offre de CV/du soutien).

2. Faiblesses du régime kECO

EFFICACITÉ AU SENS STRICT

En premier lieu, le mécanisme CV pour la période sous examen met en œuvre un système d'enveloppes qui présente certaines faiblesses décrites ci-après.

Le système d'enveloppe est un système de guichet « ouvert ». L'objectif assigné au mécanisme des enveloppes est double : d'une part, prévoir et, d'autre part, réguler l'offre additionnelle de CV sur le marché. Par rapport à la situation antérieure, le mécanisme de réservation des CV permet de rencontrer de manière satisfaisante le premier objectif dans la mesure où la réservation des CV s'opère bien avant la mise en service de l'installation, les développeurs souhaitant obtenir ainsi suffisamment de garanties sur l'octroi des CV avant de procéder aux investissements. Cela étant, dans la mesure où le demandeur répond aux conditions de recevabilité, de sérieux et de plausibilité du projet, l'Administration ne peut refuser la demande et en cas d'enveloppe CV insuffisante, ne peut que reporter la demande sur l'exercice suivant ce qui peut rapidement conduire à une saturation des enveloppes CV

²¹ Cette révision est rendue encore plus transparente par la nouvelle méthodologie CPMA en cours d'approbation par la Commission européenne.

²² La méthodologie CPMA pousse le mécanisme encore plus loin en ajustant le soutien à tous les facteurs dépendant du marché et prévoyant également l'ajustement du soutien des filières à intrants.

²³ On relèvera toutefois que ce plafond absolu a connu une exception temporaire au moment de la mise en œuvre du plan de sauvetage biomasse.

ainsi qu'à une accumulation de dossiers en liste d'attente comme on a pu le constater lors de plusieurs années durant la période sous examen. En outre, sur la base de la pratique constante de l'Administration, le niveau de soutien étant actuellement déterminé en fonction de la date d'introduction de la demande et non en fonction de la date de réservation effective, on observe systématiquement des pics de demande de réservation de CV avant l'entrée en vigueur d'un niveau de soutien plus faible, avec des risques d'engorgement. En conséquence, le mécanisme actuel ne permet pas d'atteindre l'objectif de régulation de l'offre additionnelle de CV de manière pleinement satisfaisante puisqu'il crée des listes d'attente qui peuvent décourager des investisseurs.

Par ailleurs, le système d'enveloppe ne permet pas de garantir l'atteinte des objectifs renouvelables qui ne se comptabilisent qu'en MWh. En effet, le mécanisme d'enveloppe est libellé en CV additionnels ce qui implique des hypothèses *ex ante* sur le niveau de soutien et ces hypothèses peuvent être erronées. Ainsi, si en pratique les projets nécessitent des taux d'octroi supérieurs à ceux anticipés au moment de la définition des enveloppes, la production qui pourra être soutenue sera moindre que celle attendue.

De plus, rien ne garantit la concrétisation des projets dont la demande de réservation de CV a été confirmée, ni que la puissance effectivement installée sera celle figurant dans la demande de réservation. On a pu constater au cours de la période sous examen que, en raison de la forte concurrence pour les CV, de la taille limitée des enveloppes CV et de la fixation du niveau de soutien lors de l'introduction du dossier de demande de réservation des CV, il a pu exister une tendance à multiplier le nombre de demandes de réservation CV dont le degré de maturité était encore relativement faible ce qui a conduit à la création de listes d'attente pour la réservation et à l'absence de conversion de certaines réservations en projets réalisés. En 2019, les pouvoirs de l'administration ont été étendus pour éviter la pérennité de réservations de CV qui ne déboucheraient pas sur une concrétisation. L'administration peut annuler les réservations dont la réalisation apparaît compromise sur la base d'éléments objectifs et réaffecter les CV ainsi récupérés à l'enveloppe de l'année en cours de la filière concernée.

Le caractère annuel des enveloppes affecte également l'efficacité du mécanisme. En effet, le découpage actuel des enveloppes par filière et par an n'est pas adapté à la dynamique de développement de tous les projets de production d'électricité verte, à l'exception des installations solaires PV (dont le temps de réalisation est court et la taille relativement limitée) et dans une moindre mesure des projets éoliens. En effet, un tel découpage présuppose un grand nombre de projets (plusieurs centaines par an) interchangeables ou pouvant facilement être reportés dans le temps sans conséquence majeure sur leur réalisation ce qui n'est pas le cas pour certaines filières. Il en est ainsi des filières biomasse pour lesquelles, d'une part, la taille des projets est souvent importante et le nombre de projets réduit, et, d'autre part, les projets sont souvent intimement intégrés à une activité agricole ou industrielle que ce soit en termes de ressources biomasse (e.g. valorisation de résidus/déchets propres) ou en raison de la nécessaire valorisation de la chaleur. Le découpage annuel de l'enveloppe s'oppose

donc à la réalisation de certains projets qui auraient pu faciliter la réalisation de l'objectif renouvelable 2020 de la Région wallonne et l'atteinte de l'objectif 2030.

L'enveloppe « inter-filières » organise une concurrence annuelle de projets relevant de filières différentes qui est relativement neutre du point de vue de l'offre de CV et de l'équilibre sur le marché des CV. Il n'en est pas de même en termes de production d'électricité verte étant donné que les taux d'octroi de CV peuvent différer sensiblement entre filières. Ceci ne facilite pas l'atteinte des objectifs régionaux de production d'électricité renouvelable à l'horizon 2030.

En deuxième lieu, le mécanisme CV crée un marché distinct du marché de l'électricité qui suppose, pour fonctionner correctement, un certain équilibre entre offre et demande de CV. La recherche de l'équilibre sur ce marché des CV peut affecter l'efficacité du mécanisme CV en termes d'objectifs de production d'électricité verte. En effet, un des objectifs assignés au mécanisme des enveloppes est d'éviter une offre excessive sur le marché des CV afin d'en garantir l'équilibre. L'équilibre du marché des CV, comme fin en soi, perturbe l'efficacité du mécanisme des CV qui vise avant tout à atteindre les objectifs de production d'électricité renouvelable à moindre coût.

L'appréciation du caractère adéquat (non excessif) de l'offre est un exercice complexe qui, de surcroît, dépend de facteurs qui dépassent la gestion stricte des enveloppes de CV. Ainsi, les mécanismes de vente au GRTL à prix garanti, de mise en réserve et de temporisation (voire de mobilisation si ce mécanisme est un jour mis en œuvre) interfèrent au niveau de l'offre de CV sur le marché puisqu'une partie des CV retirés du marché par la vente au GRTL peuvent faire l'objet d'une mise en réserve et d'une temporisation, ou le cas échéant, d'une mobilisation. Ces CV sont en train d'être remis sur le marché (mise en réserve) ou appelés à l'être (temporisation). La calibration de l'offre dépend, par ailleurs de l'évolution de la demande de CV sur le marché. Or, celle-ci dépend non seulement des quotas fixés par le Gouvernement wallon mais également de l'évolution de la fourniture d'électricité sur le marché wallon. Or, l'évaluation de cette évolution est complexe et présente de nombreuses incertitudes. En effet, la fourniture d'électricité est appelée à évoluer de façon importante dans les années à venir en raison de l'évolution de la consommation d'électricité (électrification du chauffage, électrification du transport, efficacité énergétique) et en raison de l'évolution de l'assiette (autoconsommation, fourniture par ligne directe, communautés d'énergie).

Enfin, notons que l'atteinte des objectifs de production d'électricité renouvelable n'est pas nécessairement l'unique considération présidant à la détermination des enveloppes. D'autres considérations politiques peuvent être également mises en avant par le décideur (p.ex. réduire les enveloppes pour limiter l'impact sur la facture des consommateurs). De telles considérations peuvent nuire à l'efficacité du mécanisme.

EFFICIENCE

La définition d'enveloppes par filières implique que les filières ne sont pas mises en concurrence lors de la fixation des enveloppes. Une telle segmentation en filières avec des

enveloppes déterminées ne permet pas de se focaliser sur les filières qui demandent le moins de soutien et augmente potentiellement le coût de la transition énergétique²⁴.

La détermination du niveau de soutien et son adaptation régulière pose question à plusieurs titres. La méthodologie est peu transparente et l'adaptation périodique du niveau de soutien n'est pas encadrée par une procédure claire et prévisible dans un calendrier précis qui implique une consultation des parties prenantes. De plus, peu de critères sont pris en compte lors de l'adaptation du soutien en cours de période d'octroi (la décote, notamment)²⁵.

Le système de bonus en cas de surperformance en termes de réduction des émissions de CO₂ (dans ce cas, le kCO₂ est alors supérieur à 1) ne favorise pas l'efficacité en termes de coûts²⁶.

L'absence de prise en compte de l'évolution du prix du CV dans les ajustements annuels ne favorise pas l'efficacité du mécanisme²⁷.

AUTRES CRITÈRES

Si l'on considère uniquement l'atteinte des objectifs environnementaux, le système n'est plus principalement basé sur le taux d'économie de CO₂ et s'éloigne donc de l'objectif initial qui était de calibrer le soutien en fonction des seules réductions d'émission avec une valeur tutélaire du carbone correspondant à 200 EUR/tCO₂²⁸.

De plus, l'adaptation du soutien en cours de période d'octroi introduit des corrections en fonction de situations économiques passées. Cela augmente considérablement la complexité du système et diminue la prévisibilité de celui-ci ce qui peut également dissuader certains investisseurs. L'insécurité est également présente d'un point de vue juridique étant donné les nombreuses adaptations du système depuis sa création. Cela rend la conception de projets de production d'énergie renouvelable assez compliquée pour les candidats-producteurs et peut contribuer à l'augmentation des coûts des projets²⁹.

²⁴ Ce point d'attention d'un point de vue efficacité est à mettre en regard des considérations qui président au choix de soutenir une pluralité de filières (sécurité d'approvisionnement en électricité, externalités positives des filières...).

²⁵ Notons toutefois que ces aspects ont fait l'objet d'une nette amélioration dans le cadre du régime CPMA. Celui-ci étend également à toutes les filières l'ajustement annuel du taux d'octroi en cours de période en fonction de l'évolution des prix de marché, jusqu'alors limité aux filières CAPEX-driven.

²⁶ La méthode CPMA répond à cet écueil en prévoyant uniquement la possibilité d'appliquer une pénalité en cas de sous-performance en termes de réduction des émissions de CO₂.

²⁷ Cela a été corrigé dans le régime CPMA en cours d'approbation par la Commission européenne.

²⁸ Un CV correspondait à 0,5 tonne de CO₂ évitée et l'amende en cas de défaut de restitution est fixée à 100 EUR par CV manquant.

²⁹ Pour les projets qui impliquent une pluralité de parties (par ex. les projets impliquant un tiers investisseur), un ajustement du soutien en cours de projet peut créer des déséquilibres entre les parties et rendre plus difficiles certaines configurations de projet.

Ces nombreuses modifications, mais également la manière dont le système est conçu (taux d'octroi à mettre à jour, réservation de certificats verts, la restitution de quotas, la vente de certificats verts, etc.), amènent un coût important en termes de gestion administrative pour tous les acteurs qui y sont impliqués, que ce soient les producteurs, les fournisseurs mais aussi l'Administration. Ce surcoût est difficilement quantifiable.

3. Opportunités pour le régime kECO

IDENTIFICATION DES ÉLÉMENTS DU CONTEXTE EXTERNE (QUI NE DÉPENDENT PAS DES AUTORITÉS WALLONNES)

La diminution des coûts de production est de nature à favoriser le financement d'un nombre plus important de projets. En effet, le système fonctionne sur base d'enveloppes prédéterminées. Ces enveloppes sont attribuées à différents projets en fonction d'un taux d'octroi dépendant des coûts de production au moment de la demande de réservation de CV (et adaptés en cours de période d'octroi en fonction des prix du marché). Si les taux d'octroi diminuent, une production plus importante peut être soutenue avec la même enveloppe de CV.

Une mise en œuvre effective par l'État fédéral de l'article 20 quater de la loi électricité relative à l'encadrement de la répercussion du quota sur la facture de certains clients finals (les résidentiels et les PME) permettrait de limiter la répercussion du coût du quota et entraînerait donc potentiellement des gains d'efficacité pour autant que l'encadrement n'autorise qu'une répercussion du coût fondé sur le prix de marché du CV.

Dans le cadre des lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022, la Commission européenne prévoit le principe de procédures de mise en concurrence pour l'attribution du soutien à la production d'électricité renouvelable³⁰. Ce n'est que par exception que d'autres mécanismes ne recourant pas à la mise en concurrence peuvent être autorisés³¹. Il n'est donc pas exclu que le recours à des mécanismes de mise en concurrence (appel à projets) devienne la norme pour l'attribution de soutien à la production d'électricité verte, en complément ou en substitution du mécanisme d'enveloppes.

³⁰ Communication de la Commission (C/2022/481) — Lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022, point 103.

³¹ *Ibid.*, point 108.

EFFICACITÉ AU SENS STRICT

Une diminution des coûts de production facilite l'atteinte des objectifs et a également un impact important sur l'acceptabilité sociale du soutien au renouvelable.

EFFICIENCE

Une diminution des coûts de production renforce l'efficacité du mécanisme. Cela pourrait également être le cas de la mise en œuvre effective de l'article 20 quater de la loi électricité.

Par ailleurs, lorsque les mécanismes de mise en concurrence sont adaptés aux caractéristiques des projets (taille suffisante pour amortir les coûts de transaction, intégration industrielle compatible avec le calendrier, disponibilité des permis), le recours à de tels mécanismes permet, en principe, d'identifier le soutien de façon optimale et ainsi d'améliorer l'efficacité du mécanisme. Un soutien maximal (actuellement fixé à 2,5 CV/MWh) peut également être prévu.

4. Menaces sur le régime kECO

IDENTIFICATION DES ÉLÉMENTS DU CONTEXTE EXTERNE

Le cadre européen, tant en matière énergétique qu'en matière d'aides d'État, a un impact important sur les possibilités et les modalités du soutien à l'électricité verte.

Initialement, le mécanisme de CV, financé directement par les consommateurs d'électricité, était considéré comme ne relevant pas du contrôle des aides d'État car il ne mobilisait pas de deniers publics³². Le soutien via le mécanisme de CV ne devait donc pas obtenir l'autorisation préalable de la Commission européenne avant d'entrer en vigueur. La définition des aides d'État par la Commission européenne a évolué depuis 2014 pour couvrir actuellement tous les mécanismes de soutien. Sans préjuger de la légalité d'une telle évolution, l'argument initial en faveur de l'utilisation d'un mécanisme de CV qui échappait au contrôle des aides d'État a perdu de sa pertinence. Désormais, la qualification d'aides d'État du régime de CV – à la supposer fondée – implique une certaine rigidité du mécanisme puisque celui-ci ne peut être mis en œuvre et adapté que moyennant le respect des règles spécifiques en matière d'aides d'État (essentiellement prévues par les lignes directrices concernant les aides d'État au climat,

³² Décision de la Commission du 28 novembre 2001, Aide d'État N 415/A/01 – Belgique – Projet d'arrêté du Gouvernement wallon relatif à la promotion de l'électricité verte – Aspects concernant le dispositif de certificats verts (C(2001) 37738 final).

à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022) et l'autorisation préalable de la Commission européenne.

Le régime CPMA est en cours d'approbation par la Commission européenne. Une réponse quant à la conformité du mécanisme devrait parvenir aux autorités wallonnes au premier quadrimestre 2024. Il est vraisemblable que l'acceptation par la Commission européenne n'ait de validité que pour une période limitée, date à laquelle un autre mécanisme de soutien devra être mis en place. Notons également que le mécanisme doit faire l'objet d'une double évaluation *ex post*, d'une part, en vertu des règles applicables en matière d'aides d'État mais également en vertu de la directive énergies renouvelables (cette dernière étant l'objet du présent rapport).

Par ailleurs, la réforme de la directive EU/2019/944 établissant des règles communes pour le marché de l'électricité met en avant le système de *contract for difference* (CfD) comme soutien à la production d'énergie renouvelable qui, en principe n'implique pas un marché distinct de certificats comme celui des CV wallons.

Le fonctionnement du marché des CV en lui-même constitue un élément externe pour les autorités régionales. Un excédent structurel de l'offre de CV sur ce marché a été observé entre 2010 et 2015 (notamment en raison du soutien aux unités de production photovoltaïques d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW) qui n'a pas pu être absorbé par une augmentation de la demande de CV. En effet, pour ne pas augmenter le coût du mécanisme pour les consommateurs finals, la demande de CV a dû être maintenue dans une certaine limite. Le maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande de CV est d'autant plus compliqué que celui-ci est difficilement prévisible car dépendant de nombreux facteurs, dont certains sont tributaires du contexte international, des aléas climatiques, de l'évolution des prix de marché, de la quantité d'électricité fournie aux consommateurs finaux.

EFFICACITÉ AU SENS STRICT

Le nombre et la complexité des dispositions à respecter en matière d'aides d'État engendrent une lourdeur administrative importante lors de la notification du mécanisme à la Commission européenne, en ce compris dans le cadre d'une modification (substantielle) du régime existant. Les délais d'approbation par la Commission européenne sont longs, ce qui peut engendrer une période de *stand still* affectant l'atteinte des objectifs.

EFFICIENCE

Les démarches de notification du mécanisme à la Commission européenne, mentionnées ci-dessus, ont également des répercussions quant à la possibilité d'adaptation de la hauteur du soutien. Cela a un impact sur le coût du soutien accordé à une même production, tant en faveur qu'en défaveur du producteur.

Notons également que la gestion de l'excédent structurel de CV implique la nécessité de mettre en œuvre des mécanismes (mise en réserve, temporisation, mobilisation) qui représentent un coût pour la collectivité.

AUTRES CRITÈRES

La question du financement du soutien au renouvelable est au cœur du système, d'autant qu'il repose actuellement sur la facture d'électricité et tout changement en la matière est directement perceptible pour les consommateurs.

Le financement repose actuellement sur le vecteur-clé de la transition énergétique (l'électricité) et ne fait peser aucune charge sur les autres vecteurs énergétiques essentiellement fossiles. Par ailleurs, il est actuellement difficile d'aligner les moyens nécessaires pour atteindre les objectifs de production d'énergie renouvelable de la Région ou de déployer le plein potentiel de production. Par exemple, le système d'enveloppes, destiné à maîtriser le coût du soutien au renouvelable et à assurer une certaine prévisibilité de l'offre de certificats verts, empêche ou ralentit la concrétisation de nombreux projets de production d'énergie renouvelable. En effet, la saturation récurrente des enveloppes de certificats verts attribués annuellement aux différentes filières de production implique des incertitudes pour les candidats producteurs et, bien souvent, un retard dans la mise en œuvre du projet. Par ailleurs, les projets les plus facilement rentables ont été les premiers à voir le jour. Il n'est pas exclu que les moyens nécessaires à la concrétisation du potentiel restant dans certaines technologies risquent d'être supérieurs à ceux mobilisés pour les premiers projets.

5. Conclusions sur les forces faiblesses opportunités et menaces

Le mécanisme de CV présente des forces qui ont permis d'atteindre les objectifs en termes d'électricité renouvelable pour 2020 à un coût maîtrisé. S'agissant des faiblesses du mécanisme, elles se concentrent essentiellement sur le mécanisme des enveloppes qui ne sert qu'imparfaitement l'efficacité et l'efficience du mécanisme. Les autres faiblesses du mécanisme telles qu'identifiées ci-dessus ont, pour l'essentiel, été atténuées dans le cadre du régime CPMA en cours d'approbation par la Commission européenne. Les opportunités identifiées ont essentiellement trait à la diminution des coûts de production de l'électricité verte ce qui devrait faciliter l'atteinte des objectifs à moindre coût. Les menaces externes concernent essentiellement l'inclusion du mécanisme de CV dans le champ d'application des règles européennes relatives aux aides d'État ce qui impose une autorisation préalable à la mise en œuvre du mécanisme (et de ses adaptations substantielles) par la Commission européenne. Le régime de contrôle des aides d'État risque donc d'augmenter l'inertie du mécanisme.

C. Effets redistributifs du mécanisme

1. Répercussion sur les différentes catégories de consommateurs

Pour analyser les effets redistributifs du mécanisme et les répercussions du financement du mécanisme sur les différentes catégories de consommateurs, nous avons, dans un premier temps, proposé une catégorisation des consommateurs applicable en Région wallonne, et, dans un deuxième temps analysé la contribution des différentes catégories de consommateurs au financement. Sont analysées la contribution au financement des CV, celle au financement de la surcharge Elia et la contribution totale au mécanisme (CV et surcharge).

Les analyses sont faites pour l'année 2021, qui est la dernière année pour lesquelles les données sont disponibles. Le choix d'une année de référence se justifie par le fait que le mécanisme et son financement ont peu changé durant la période d'analyse, comme le montre le graphique ci-dessous. Les conclusions seront donc valables pour l'ensemble des années de la période étudiée.

Figure 20 : Évolution des fournitures d'électricité soumises aux quotas de certificats verts entre 2014 et 2022 (MWh)



On observe sur la période 2014-2022 une diminution de 9% de la fourniture soumise aux quotas de CV. Cette diminution se décompose de la manière suivante : une diminution de 12% de la fourniture avec application du quota nominal et une diminution de 5% de la fourniture bénéficiant d'une réduction du quota de CV. Cette baisse tendancielle peut s'expliquer par une augmentation des capacités de production d'électricité installées en autoproduction, ainsi qu'à l'augmentation de l'efficacité énergétique. Toutefois, on s'attend à un renversement de tendance dans le futur, et une augmentation de la consommation

d'électricité, avec l'électrification croissante de certains usages (par exemple mobilité et transport et chauffage des bâtiments).

CATÉGORISATION DES CONSOMMATEURS

Pour analyser les effets redistributifs du mécanisme, nous catégorisons les consommateurs en 11 catégories, en fonction de leur statut (résidentiel ou professionnel), de leur consommation annuelle et de leur type de raccordement (HT-BT et réseau). Cette catégorisation, donnée dans le Tableau 9, distingue les clients résidentiels (catégorie 1), professionnels (catégories 2 à 8) et quatre autres catégories (catégories 9 à 12) qui ont un statut particulier dans la législation wallonne (relatives au transport, aux consommations propres, au pompage-turbinage et aux lignes directes vertes). Ces dernières catégories représentent une très faible part de la consommation totale. La catégorisation proposée permet de se relier aux catégories du FORBEG et d'identifier des prix pour chacune d'elles³³.

Tableau 9 : Catégorisation des consommateurs

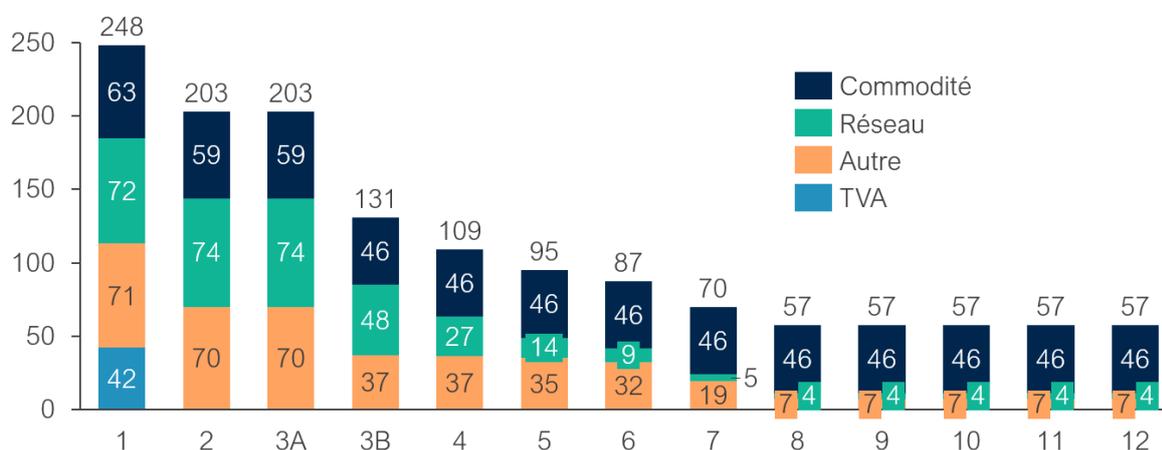
Catégorisation des consommateurs d'électricité				
N° catégorie	Type de client	Consommations	Tension	Raccordement
1	Client final	Résidentiel	BT	GRD
	1A	Non protégé	BT	GRD
	1B	Protégé - Tarif social	BT	GRD
2	Client final	Professionnel	BT	GRD
3	Client final	Professionnel	HT	GRD
	3A	Professionnel < 100 MWh	HT	GRD
	3B	Professionnel < 700 MWh	HT	GRD
4	Client final	Professionnel < 6000 MWh	HT	GRD
5	Client final	Professionnel < 20 000 MWh	HT	GRD
6	Client final	Professionnel < 50 000 MWh	HT	GRD / GRTL / GRT
	6A		HT	GRD
	6B		HT	GRTL
	6C		HT	GRT
7	Client final	Professionnel < 200 000 MWh	HT	GRD / GRTL / GRT
	7A		HT	GRD
	7B		HT	GRTL
	7C		HT	GRT
8	Client final	Professionnel > 200 000 MWh	HT	GRD / GRTL / GRT
	8A		HT	GRD
	8B		HT	GRTL
	8C		HT	GRT
9	Client final	Transport via réseau	BT/HT	GRD / GRTL / GRT
10	Fournisseurs et GRD		BT/HT	GRD / GRTL / GRT
	10A Fournisseur	Consommations propres	BT/HT	GRD / GRTL / GRT
	10B Gestionnaire de réseau	Consommations propres		GRD / GRTL / GRT
11	Fournisseur	Pompage - Turbinage	HT	RT
12	Client final	Lignes directes vertes	BT/HT	LD

³³ Référence FORBEG

PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

Sur base du rapport FORBEG³⁴, les prix de l'électricité pour chaque catégorie, exprimés en EUR/MWh pour l'année 2021 en Wallonie sont donnés à la Figure 21. Nous distinguons la commodité, les frais de réseaux et les autres coûts (taxes, prélèvements et systèmes de certificats). On constate que le prix de la commodité diminue avec la quantité consommée et qu'il est le plus bas pour les consommateurs des catégories 3B à 12. Le volume de consommation et ses caractéristiques, notamment sa prévisibilité, permettent de bénéficier de meilleurs prix auprès des fournisseurs. En plus de cela, les frais de réseaux diminuent avec la consommation et le niveau de tension, reflétant l'usage de ceux-ci par chaque catégorie. Pour la catégorie 8, la commodité représente la plus grande part de la facture (80%), tandis qu'elle ne représente que 25% pour les consommateurs résidentiels (voir Tableau 15 en annexe).

Figure 21 : Prix de l'électricité par catégorie en EUR/MWh en Wallonie (2021)



RACCORDEMENTS ET VOLUMES DE CONSOMMATION

Pour chaque catégorie de consommateurs, nous identifions, dans le Tableau 10, le nombre de raccordements EAN et la consommation totale (en MWh/an).

³⁴ [F20230515EN.pdf \(creg.be\)](#) : A European comparison of electricity and natural gas prices for residential, small professional and large industrial consumers

Tableau 10 : Nombre de raccordements et volume de consommation annuel par catégorie (2021)

Catégorie	# EAN	% EAN	Volume [MWh/an]	% Volume
1 Client final - Résidentiel - BT	1.663.670	87%	5.833.369	27%
2 Client final - Professionnel - BT	229.526	12%	2.017.486	9%
3 Client final - Professionnel < 700 MWh - HT	14.137	1%	1.935.933	9%
4 Client final - Professionnel < 6000 MWh - HT	1.154	0%	1.930.146	9%
5 Client final - Professionnel < 20 000 MWh - HT	124	0%	1.275.578	6%
6 Client final - Professionnel < 50 000 MWh - HT	32	0%	942.388	4%
7 Client final - Professionnel < 200 000 MWh - HT	26	0%	2.694.184	12%
8 Client final - Professionnel > 200 000 MWh - HT	10	0%	3.127.764	14%
9 Client final - Transport via réseau - BT/HT	243	0%	540.886	2%
10 Consommations propres fournisseurs et gestionnaires de réseau	130	0%	72.352	0%
11 Fournisseur - Pompage - Turbinage - HT	2	0%	1.233.842	6%
12 Client final - Lignes directes vertes - BT/HT	-	0%	51.545	0%
TOTAL	1.909.054	100%	21.655.473	100%

La catégorie des clients résidentiels représente presque 90% du nombre de raccordements total. Toutefois, la consommation de cette catégorie représente 27% du total consommé. Les catégories 7 et 8, représentent très peu de raccordements, mais consomment 26% du volume total. Les catégories 9 à 11 représentent une faible part de la consommation totale et sont des catégories particulières.

CONTRIBUTIONS QUOTAS, SURCHARGE ET TOTALE

La région a défini un taux nominal de contribution au quota, de 38,85% pour l'année 2021, et un montant nominal pour la surcharge de 13,8159 euros/MWh pour cette même année. La région a également défini certaines exonérations, ce qui fait que le taux effectif pour le quota et la contribution effective pour la surcharge diffèrent du montant nominal. Les contributions nominales des différentes catégories (sans réduction de quota ni d'exonération de surcharge) sont données dans le Tableau 18 en annexe. En tenant compte des différentes exonérations, nous avons calculé la contribution effective de chaque catégorie au mécanisme de soutien et la part du financement de chaque catégorie (Tableau 11 ci-dessous). La contribution effective de chaque catégorie est calculée sur la base de la contribution de chaque EAN de la catégorie.

En comparant les contributions nominales et effectives, on peut identifier, pour chaque catégorie la différence entre la contribution nominale et effective. Celles-ci sont reprises dans le Tableau 12. Les taux de quota effectifs et les tarifs de surcharge effectifs qui en découlent sont repris dans le Tableau 17 en annexe.

La différence totale entre les contributions nominales et les contributions effectives au mécanisme de soutien s'élève à environ 160.000.000 euros. On constate que la différence entre la contribution nominale et la contribution effective augmente avec le niveau de consommation individuelle. Ce sont les clients professionnels avec la plus grande consommation qui bénéficient des réductions les plus importantes. Sans surprise, **les catégories 7 et 8 sont les catégories qui contribuent le moins, comparé à ce qu'elles auraient dû contribuer sans réduction ni exonération** (70% de la différence se fait au niveau de ces deux catégories, soit près de 112.000.000 euros).

Tableau 11 : Contributions effectives au mécanisme de soutien en EUR/an par catégorie (2021)

Contributions effectives au mécanisme de soutien (quota, surcharge, totale) [€/an]							
Catégorie	Quota [€/an]	% Quota	Surcharge [€/an]	% Surcharge	Totale [€/an]	% Totale	
1 Client final - Résidentiel - BT	151.681.042	37%	80.593.244	48%	232.274.286	40%	
2 Client final - Professionnel - BT	52.459.296	13%	27.873.390	17%	80.332.686	14%	
3 Client final - Professionnel < 700 MWh - HT	50.260.735	12%	24.143.032	14%	74.403.767	13%	
4 Client final - Professionnel < 6000 MWh - HT	47.901.128	12%	17.933.503	11%	65.834.631	11%	
5 Client final - Professionnel < 20 000 MWh - HT	27.646.759	7%	7.526.990	4%	35.173.749	6%	
6 Client final - Professionnel < 50 000 MWh - HT	17.283.000	4%	4.069.651	2%	21.352.651	4%	
7 Client final - Professionnel < 200 000 MWh - HT	35.256.598	9%	4.027.170	2%	39.283.768	7%	
8 Client final - Professionnel > 200 000 MWh - HT	19.737.961	5%	432.729	0%	20.170.690	4%	
9 Client final - Transport via réseau - BT/HT	3.188.467	1%	1.070.240	1%	4.258.708	1%	
10 Consommations propres fournisseurs et gestionnaires de réseau	1.881.314	0%	238.962	0%	2.120.276	0%	
11 Fournisseur - Pompage - Turbinage - HT	-	0%	-	0%	-	0%	
12 Client final - Lignes directes vertes - BT/HT	-	0%	-	0%	-	0%	
TOTAL	407.296.300	100%	167.908.911	100%	575.205.210	100%	

Tableau 12 : Différence entre les contributions effectives et nominales par catégorie (2021)

Différence entre contributions nominales et effectives au mécanisme de soutien (quota, surcharge, totale) [€/an]							
Catégorie	Quota [€/an]	% Quota	Surcharge [€/an]	% Surcharge	Totale [€/an]	% Totale	
1 Client final - Résidentiel - BT	-	0%	-	0%	-	0%	
2 Client final - Professionnel - BT	-	0%	-	0%	-	0%	
3 Client final - Professionnel < 700 MWh - HT	77.976	0%	195.085	1%	273.062	0%	
4 Client final - Professionnel < 6000 MWh - HT	2.287.113	2%	6.157.278	16%	8.444.391	5%	
5 Client final - Professionnel < 20 000 MWh - HT	5.521.210	5%	8.111.253	22%	13.632.463	9%	
6 Client final - Professionnel < 50 000 MWh - HT	7.221.252	6%	7.355.792	20%	14.577.044	9%	
7 Client final - Professionnel < 200 000 MWh - HT	34.798.407	28%	13.071.686	35%	47.870.093	30%	
8 Client final - Professionnel > 200 000 MWh - HT	61.591.122	50%	2.452.130	7%	64.043.252	40%	
9 Client final - Transport via réseau - BT/HT	10.875.807	9%	-	0%	10.875.807	7%	
10 Consommations propres fournisseurs et gestionnaires de réseau	-	0%	-	0%	-	0%	
11 Fournisseur - Pompage - Turbinage - HT	-	0%	-	0%	-	0%	
12 Client final - Lignes directes vertes - BT/HT	-	0%	-	0%	-	0%	
TOTAL	122.372.887	100%	37.343.224	100%	159.716.111	100%	

MESURER L'EFFICACITÉ

Pour analyser les aspects redistributifs, nous proposons deux mesures d'équité. La première, basée sur le principe de *proportionnalité* : une redistribution est dite équitable si la contribution de tous les consommateurs est proportionnelle à leur consommation (en MWh) ou à leur facture (en €). La deuxième mesure est basée sur la notion d'*équité horizontale*. L'équité horizontale requiert que deux consommateurs dans une situation identique, au sein d'une même catégorie, contribuent au financement de manière identique. Ceci ne pourrait pas être le cas si, par exemple, certains consommateurs au sein d'une catégorie bénéficient d'exemption en vertu d'un accord de branche et d'autres pas. Finalement, nous discutons du dilemme efficacité-équité. Une allocation plus équitable peut-être moins efficace. Symétriquement, il peut être dérogé au principe d'équité sur la base de l'efficacité.

INDICE DE PROPORTIONNALITÉ

Pour évaluer la contribution de chaque catégorie au financement du mécanisme (quota, surcharge, totale), nous introduisons une première mesure d'équité : le principe de proportionnalité. **La contribution est équitable si la contribution de chaque catégorie de consommateur est proportionnelle à sa consommation ou à sa facture.** Une contribution proportionnelle à la consommation implique que chaque MWh électrique consommé contribue de manière équivalente au financement. Une contribution proportionnelle à la facture implique

que chaque euro dépensé en électricité contribue de manière équivalente au financement. La première mesure traite tous les MWh de manière équivalente, la seconde les distingue en fonction de leur valeur. En particulier les MWh consommés par les consommateurs industriels qui ont “moins de valeur” que ceux des consommateurs résidentiels, en raison d’un volume de consommation et d’une prévisibilité plus grands qui réduisent leur coût de fourniture et d’une sollicitation moindre des réseaux. Le choix d’une mesure plutôt qu’une autre produit des résultats sensiblement différents. La proportionnalité des contributions peut se mesurer par rapport à des grandeurs physiques (MWh) ou monétaires (euro). Le rapport présente ces deux mesures d’équité pour illustrer les aspects redistributifs et aider la décision politique. En annexe, nous présentons une troisième mesure intermédiaire basée sur la partie commodité de la facture uniquement.

Pour mesurer l’équité, nous construisons un **indice de proportionnalité**. Cet indice est le rapport entre la part de la contribution effective de la catégorie au financement et la part de la consommation de la catégorie (voir Tableau 11 pour la part des contributions au mécanisme, Tableau 10 pour la part de la consommation en MWh, Tableau 16 pour la part de la facture d’électricité).

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Indice de proportionnalité} = \frac{\% \text{ contribution effective}}{\% \text{ contribution équitable}} \\ \% \text{ contribution équitable} = \% \text{ consommation (volume ou facture)} \end{array} \right.$$

L’indice de proportionnalité mesure l’écart entre l’allocation effective et l’allocation équitable. Un ratio de 100 implique que la contribution effective est équitable. Un ratio >100 indique que la catégorie contribue plus que proportionnellement par rapport à l’allocation équitable ; un ratio <100 implique que la catégorie contribue moins que proportionnellement.

L’indice de proportionnalité est calculé pour le quota, la surcharge et pour la contribution totale (quota et surcharge). Les résultats chiffrés sous forme de tableaux sont présentés dans les Tableau 19, Tableau 20 et Tableau 21 en annexe.

INDICE DE PROPORTIONNALITÉ SUR BASE DE LA CONSOMMATION (EN MWH)

Les graphiques des Figure 22 et Figure 23 permettent d’analyser les différents indices de proportionnalité entre la part du financement d’une catégorie et sa part de la consommation totale, en 2021.

Figure 22 : Indices de proportionnalité sur base de la consommation annuelle (quota vs surcharge)

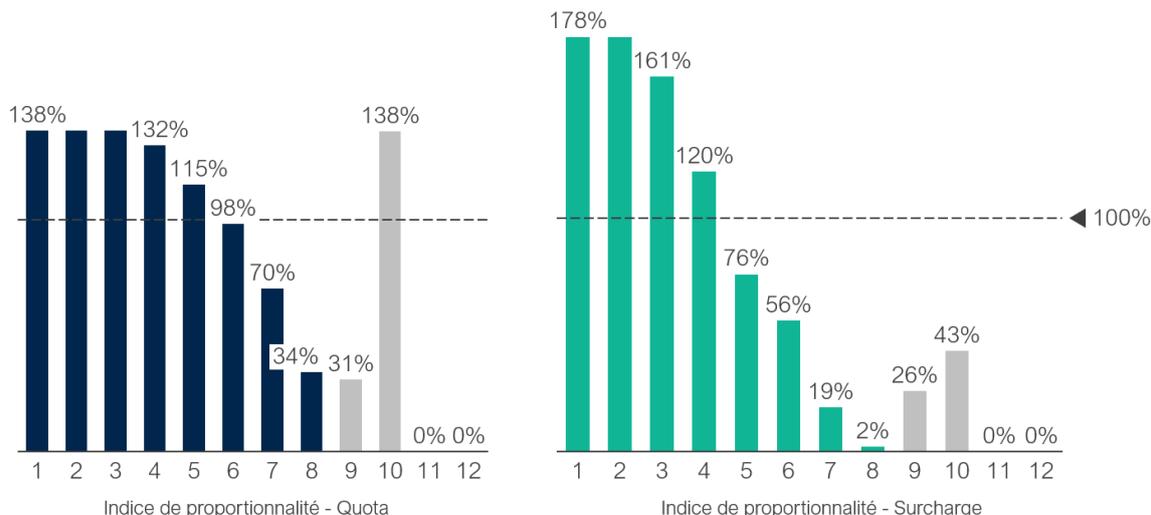
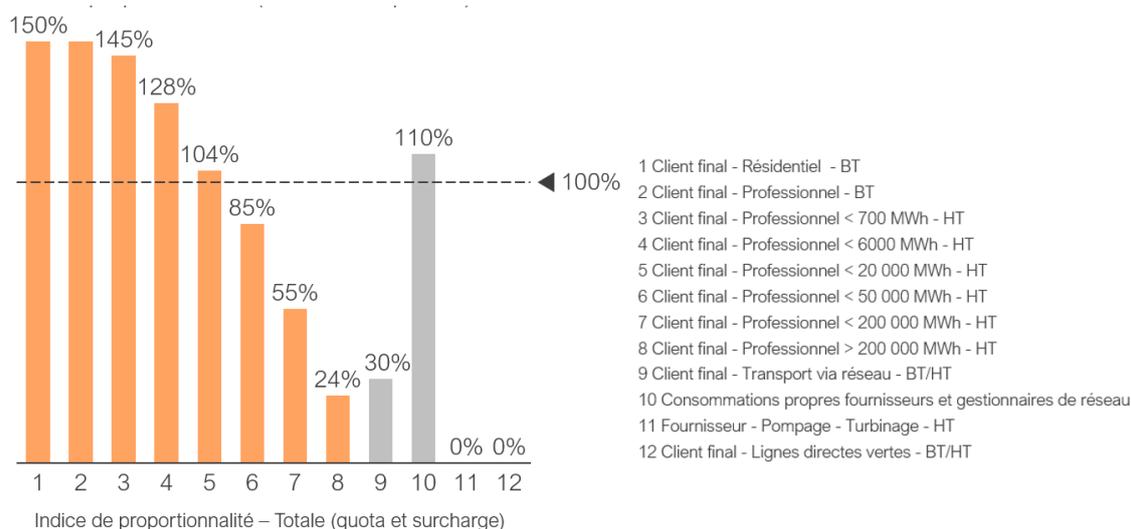


Figure 23 : Indices de proportionnalité sur base de la consommation annuelle (financement total)



On constate que le ratio est décroissant avec la catégorie de consommation (catégories 1 à 8), quelle que soit la mesure utilisée.

Les clients résidentiels et les clients professionnels en BT (catégories 1 et 2) contribuent plus que proportionnellement au financement du mécanisme. Leur contribution effective est plus élevée que la contribution équitable. Si on regarde la contribution totale, elle est 50% plus élevée que la contribution équitable.

Pour les clients professionnels en HT (catégories 3 à 8), le ratio est décroissant et montre de fortes disparités. Les catégories 3 et 4 payent proportionnellement plus **par rapport à une contribution équitable**, les catégories 6 à 8, **proportionnellement moins**. La catégorie 5 est proche d'une contribution équitable.

Finalement, on constate des écarts plus importants, tant pour la surcharge que pour le quota. Pour le quota, on passe de 138% (cat 1) à 34% (cat 8). Pour la surcharge, on passe de 178% (cat 1) à 2% (cat 8).

INDICE DE PROPORTIONNALITÉ SUR BASE DE LA FACTURE

Dans la suite, nous répétons le même exercice, en utilisant le montant de la facture et non plus le niveau de consommation comme base pour nos comparaisons. Pour la facture, nous reprenons soit la partie « commodité » uniquement, soit l'intégralité de la facture. L'utilisation de la facture plutôt que la consommation peut se justifier sur base des arguments suivants. D'une part, la consommation des clients industriels est par nature différente de celles des clients résidentiels (volume, prévisibilité, tension, etc.) et utiliser le niveau de consommation comme base de comparaison peut à ce titre être problématique. D'autre part, rapporter la contribution au financement à **la facture d'énergie indique plus clairement le poids de celle-ci dans les dépenses liées à l'électricité pour chaque catégorie de consommateur.**

Les résultats pour la partie commodité sont repris aux Figure 32 et Figure 33 en annexe.

Figure 24 : Indice de proportionnalité du financement (quota et surcharge) sur base de la facture totale en EUR (2021)

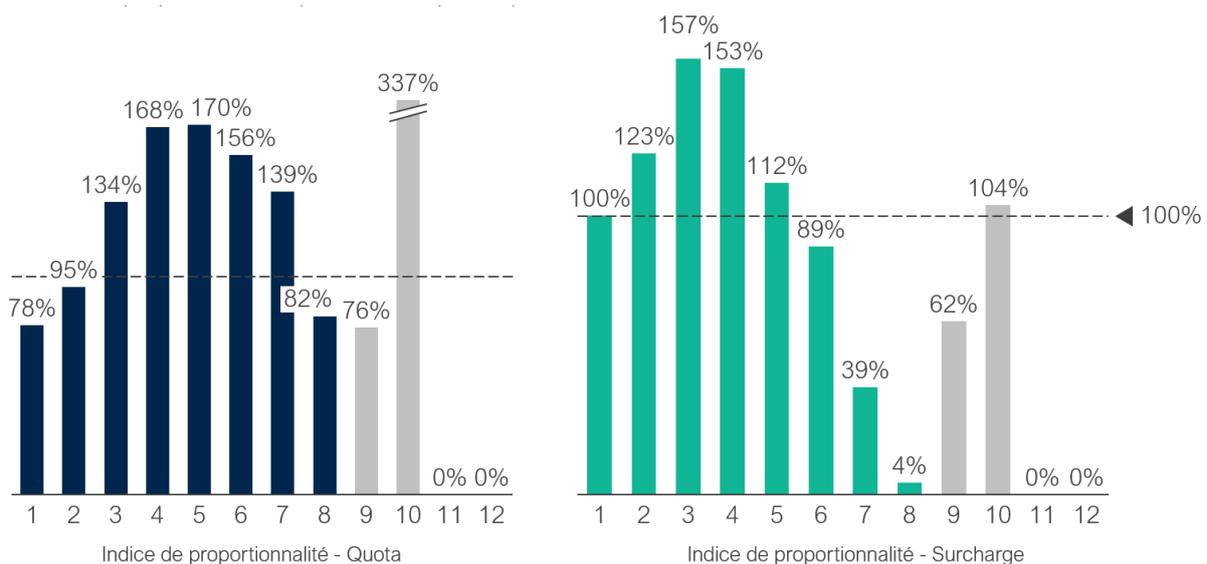
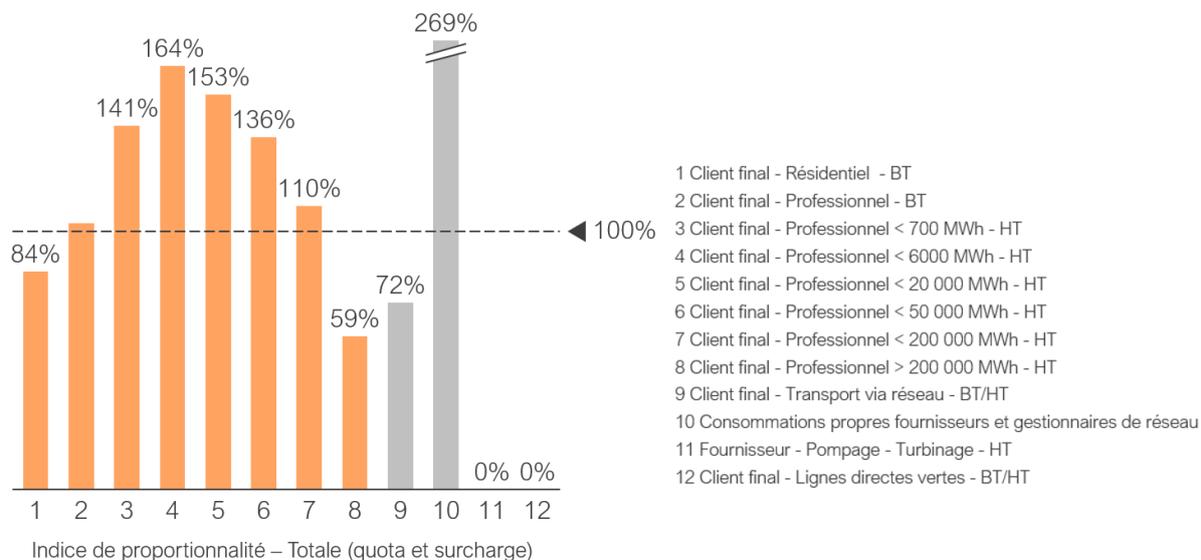


Figure 25 : Indice de proportionnalité du financement (total) sur base de la facture totale en EUR (2021)



Étant donné que le prix est décroissant avec le niveau de consommation mais également les frais de réseau (reflétant l'usage qui en est fait par les différentes catégories), l'utilisation de la facture plutôt que la consommation en MWh va inverser la tendance, en plaçant la catégorie 1 en sous-financement. L'indice de proportionnalité diminue pour les catégories pour lesquelles leur part dans la consommation totale est plus faible que leur part dans la facture totale, c'est-à-dire les catégories qui payent un prix relativement plus élevé que les autres pour la commodité et pour les frais de réseau, dans ce cas-ci les consommateurs BT, résidentiels et professionnels (catégories 1 et 2). A l'inverse, l'indice augmente pour les catégories pour lesquelles la part de la facture est plus faible que la part dans la consommation, dans ce cas-ci, les clients professionnels HT (catégories 3 à 7), qui payent un prix pour la commodité relativement plus faible. La catégorie 8, par contre, reste en sous-financement, contribuant moins que la part de sa facture d'électricité sur la facture totale, vu les exonérations de surcharges que perçoit cette catégorie de consommateur.

Si est considérée uniquement la facture concernant la commodité, les écarts sont lissés en rapprochant les valeurs de l'indice (voir Figure 32 et Figure 33 en annexe). Le graphique montre que l'écart avec la répartition équitable diminue fortement pour les catégories BT. Pour les clients industriels, on se rapproche de la répartition équitable pour les plus gros consommateurs même si l'écart reste important en particulier pour la catégorie 8.

GRAPHIQUES DE PROPORTIONNALITÉ

Les analyses ci-dessus montrent l'écart entre la répartition effective et la répartition proportionnelle pour chaque catégorie, sans tenir compte de l'importance de celles-ci dans la consommation totale. Les graphiques dits de proportionnalité, dans cette étude, expriment la part de la contribution (en %) de chaque catégorie, sur la contribution totale (quota, surcharge, quota et surcharge) par rapport à la part de la consommation (en %) des catégories sur la consommation totale.

Sur ces graphiques, l'allocation proportionnelle est représentée par la diagonale, les catégories au-dessus de la diagonale contribuent relativement plus, celles en dessous relativement moins. L'axe horizontal mesure la part dans la consommation. Le poids du sous- ou surfinancement est d'autant plus élevé lorsque la catégorie se situe à droite du graphe (part de la consommation sur la consommation totale plus élevée que les autres).

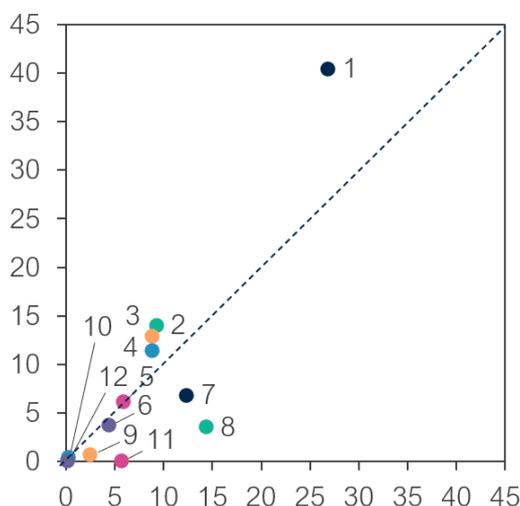
Les parts (en %) de la contribution sont calculées par rapport au total effectif de la contribution (le total avec les réductions et les exonérations). Ainsi, la position d'une catégorie influence celle de toutes les autres.

Ces graphiques montrent l'importance des consommateurs résidentiels qui représentent une grande part de la consommation et qui financent plus que proportionnellement le mécanisme. Ceci signifie qu'une large part du surfinancement vient de cette catégorie. De manière symétrique, une large part du sous-financement vient des gros consommateurs industriels (catégories 7 et 8).

La Figure 26 donne le graphique de proportionnalité de la consommation, comparée à la contribution totale (quota et surcharge). Les Figure 34 et 35 donnent le focus de comparaison (soit quota, soit surcharge) et se retrouvent en annexe.

Figure 26 : Graphique de proportionnalité 1.3. (Consommation vs. Contribution totale)

Part de la contribution totale (quota et surcharge)



Totaux sur l'année 2021

Volume (MWh/an)	Contribution totale (€/an)
21.655.473	575.205.210

- 1 Client final - Résidentiel - BT
- 2 Client final - Professionnel - BT
- 3 Client final - Professionnel < 700 MWh - HT
- 4 Client final - Professionnel < 6000 MWh - HT
- 5 Client final - Professionnel < 20 000 MWh - HT
- 6 Client final - Professionnel < 50 000 MWh - HT
- 7 Client final - Professionnel < 200 000 MWh - HT
- 8 Client final - Professionnel > 200 000 MWh - HT
- 9 Client final - Transport via réseau - BT/HT
- 10 Consommations propres fournisseurs et gestionnaires de réseau
- 11 Fournisseur - Pompage - Turbinage - HT
- 12 Client final - Lignes directes vertes - BT/HT

Part de la consommation totale

Les catégories 1 à 4 contribuent proportionnellement plus, les catégories 7 à 12, proportionnellement moins.

La contribution au financement est régressive dans la mesure où elle fait supporter une proportion relativement plus grande du coût sur les catégories de consommateurs dont la consommation individuelle est la plus faible (1 à 4) et une part relativement plus faible sur les catégories de consommateurs dont la consommation individuelle est la plus forte (7 et 8). Ce caractère régressif est plus marqué pour la surcharge que pour le financement du quota (Figure 35).

En complément de l'analyse avec la consommation en MWh comme base de calcul, on peut utiliser la valeur de la consommation en euro, soit la facture d'électricité correspondante à la consommation de la catégorie. Cette analyse est faite en annexe à la Figure 41).

COURBE DE LORENZ ET INDICE DE TYPE GINI

Pour compléter l'analyse, nous utilisons une mesure d'inégalité basée sur la courbe de Lorenz et le coefficient de Gini. Cette mesure est communément utilisée pour mesurer, notamment, l'inégalité dans la répartition des revenus. L'utilisation de l'indice permet de comparer l'évolution de l'inégalité au cours du temps. L'indice de Gini s'interprète de manière relative et peut servir d'aide à la décision.

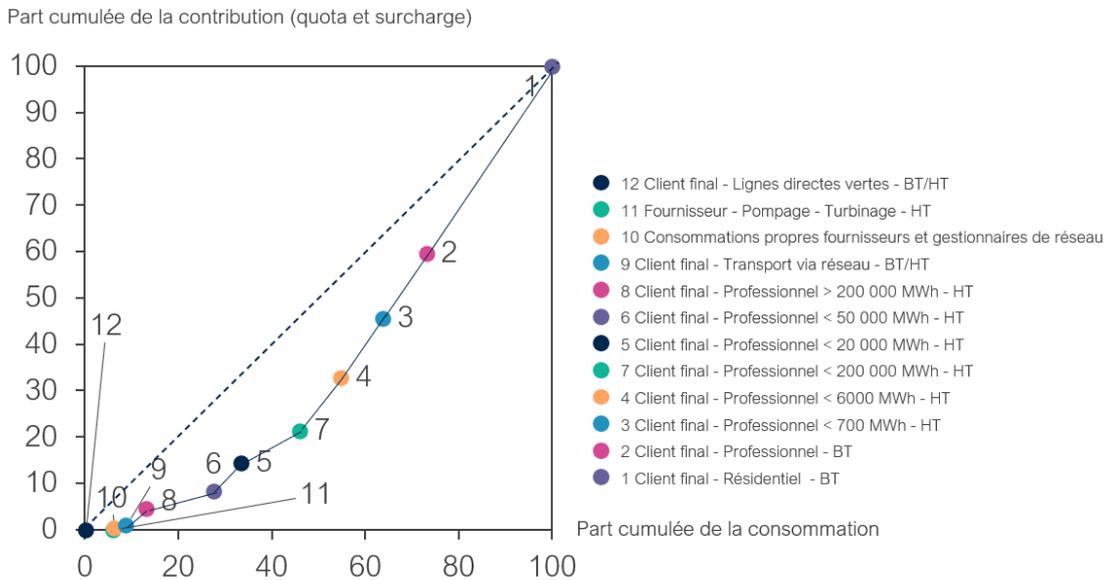
Note méthodologique : Pour tracer la courbe de Lorenz, il est nécessaire de réordonner les catégories de consommateurs. Celles-ci doivent être ordonnées par ordre de contribution croissant, exprimé en pourcentage de la contribution. Le calcul est effectué pour le quota, la surcharge et le total, ce qui nécessite d'ordonner les catégories pour chacun des cas. On calcule ensuite, pour chaque catégorie la contribution cumulée au financement de cette catégorie et de celles qui la précèdent, et de la même manière, la consommation cumulée. Les points qui constituent la courbe représentent la part cumulée dans le financement (mesurée sur l'axe vertical) correspondant à la part cumulée dans la consommation mesurée sur l'axe horizontal. À la Figure 27, on voit par exemple que 60% de la consommation finance 40% du coût du mécanisme. La répartition équitable correspond à la diagonale. Plus la courbe s'éloigne de la diagonale (en pointillés), plus la contribution est inégalitaire (en termes de consommation).

L'indice de Gini permet d'avoir une vue synthétique sur l'inégalité. Il se calcule sur base de la courbe de Lorenz : l'indice de Gini mesure la surface entre la courbe de Lorenz et la diagonale. Le coefficient de Gini prend une valeur entre 0 (distribution parfaitement égalitaire/proportionnelle, la courbe de Lorenz se confond avec la diagonale) et 1 (distribution parfaitement inégalitaire). L'inégalité est d'autant plus forte que l'indice de Gini est élevé.

SUR BASE DE LA CONSOMMATION

Les courbes de Lorenz montrent que les consommateurs professionnels des catégories 3 à 12, qui représentent ensemble 65% de la consommation, financent près de 50% du quota, 35% de la surcharge et 45% du total, le reste étant à charge des consommateurs BT (résidentiels et professionnels).

Figure 27 : Courbe de Lorenz de la consommation (quota et surcharge)



Les 3 valeurs obtenues pour l'indice de GINI indiquent que le mécanisme de soutien n'implique pas une contribution parfaitement équitable entre les catégories. Le coefficient de Gini est plus élevé pour la surcharge que pour les quotas, impliquant une iniquité plus importante du financement de la surcharge entre les catégories.

La contribution totale liée au quota est plus importante que celle de la surcharge, impliquant un coefficient de Gini sur le total (quota + surcharge) plus proche de celui du quota que de la surcharge.

Tableau 13 : Coefficients de type GINI sur base de la consommation

Coefficient de GINI	
Quota	22,63%
Surcharge	41,04%
Quota et surcharge	28,16%

ÉQUITÉ HORIZONTALE

La deuxième mesure d'équité proposée est celle d'équité horizontale. L'équité horizontale consiste à traiter de manière identique des individus qui se trouvent dans une situation identique. Ceci implique de traiter de manière identique les consommateurs au sein d'une même catégorie.

EQUITÉ HORIZONTALE ET CONSOMMATEURS RÉSIDENTIELS

Pour les consommateurs résidentiels, il n'y a pas d'exonération de quota ou de surcharge pour une catégorie de consommateurs, à l'exception des consommateurs bénéficiaires du tarif social. Cependant, cette exception est répercutée sur l'ensemble des clients des catégories 1 et 2. Les consommateurs résidentiels sont donc tous traités de manière identique. L'imposition

d'une surcharge volumétrique (par MWh) pour l'ensemble des consommateurs résidentiels a des effets redistributifs. La littérature scientifique montre que l'imposition de taxes sur l'énergie a un caractère régressif et affecte plus que proportionnellement les ménages les plus pauvres, et ceci pour plusieurs raisons. Premièrement, les ménages à bas revenus consacrent une part plus importante de leurs revenus aux dépenses énergétiques. Selon une [enquête du SPF Economie de 2015](#)³⁵, les dépenses d'énergie liées à l'habitation représentent plus de 15% du revenu des ménages dans le premier décile de revenu, pour environ 3% pour le dernier décile de revenu. Deuxièmement, les ménages les plus défavorisés ont une capacité moindre à investir dans l'énergie verte, en particulier dans des installations photovoltaïques. Pour la Flandre, une étude montre que la probabilité qu'un ménage installe des panneaux solaires augmente avec le revenu³⁶. Troisièmement, malgré une empreinte carbone plus importante en termes absolus, les ménages les plus riches ont en moyenne une intensité d'émission plus faible car les usages à forte intensité d'émissions (alimentation, transport, logement) représentent une part plus faible de leur budget total. Ils sont ainsi moins durement touchés par les mesures ayant pour conséquence une augmentation du prix de l'énergie³⁷. L'imposition d'une surcharge à tous les consommateurs a donc un caractère régressif et impacte proportionnellement plus les ménages les plus pauvres.

Ce caractère régressif est en partie atténué par la possibilité pour certaines catégories de ménages de bénéficier du tarif social pour l'électricité. Le tarif social est calculé trimestriellement par la CREG et il est calculé séparément pour les trois composantes suivantes : commodité, distribution et transport. La composante commodité est fixée sur la base du tarif commercial le plus bas proposé par les fournisseurs. Les composantes distribution et transport sont fixées sur la base du tarif le plus bas appliqué en Belgique. Le tarif social est indépendant du quota CV et de la surcharge Elia.

Pour les consommateurs résidentiels, la question de l'équité horizontale se pose également en comparant la situation des prosumers (consommateur final qui est également producteur d'électricité renouvelable) et des non-prosumers. Pour une consommation annuelle donnée, un prosumer contribuera moins qu'un non-prosumer du fait de l'application du principe de compensation. Le système de compensation exempte les prosumers du quota de CV et de la surcharge pour une quantité correspondant à leur production annuelle. On a donc un transfert du coût du mécanisme de soutien vers les non-prosumers. Comme évoqué plus haut, l'adoption de panneaux solaires augmente avec le revenu, l'exemption dont bénéficient les prosumers du fait de la compensation est régressif. Notons cependant que la compensation fait partie intégrante du mécanisme de soutien au solaire photovoltaïque pour les particuliers et qu'elle a servi à garantir le rendement des installations.

³⁵ <https://economie.fgov.be/fr/publications/prix-de-lenergie-et-precarite>

³⁶ De Groot, Pepermans & Verboven (2018) Heterogeneity in the adoption of photovoltaic systems in Flanders, energy economics.

³⁷ Voir par exemple le mémorandum politique du haut comité pour la transition juste, novembre 2023, https://drive.google.com/file/d/1emTb_5Bv2CslgjnADjRbrg2NY3ORZV12/view?usp=sharing

EQUITÉ HORIZONTALE ET CONSOMMATEURS NON-RÉSIDENTIELS

Pour la catégorie 2, il n'y a pas de réductions de quota ou de surcharges, et donc tous les consommateurs de cette catégorie sont formellement traités de la même manière.

Pour les catégories 9 à 12, il y a trop peu de consommateurs pour faire l'analyse. Nous concentrerons notre analyse de l'équité horizontale pour les catégories professionnelles 3 à 8. Pour ce faire, nous calculons pour chaque catégorie la contribution moyenne et la dispersion des contributions au sein de la catégorie. Les résultats seront présentés sous forme de « boîte à moustache ». Dans celles-ci, nous identifions la contribution moyenne (représentée par un losange bleu), l'écart interquartile (la boîte), et les valeurs minimum et maximum.

Sur le diagramme, une dispersion plus forte témoigne d'un respect moindre de l'équité horizontale impliquant que les consommateurs au sein d'une catégorie sont traités de manière différente.

Figure 28 : Indicateurs de position de la boîte à moustache

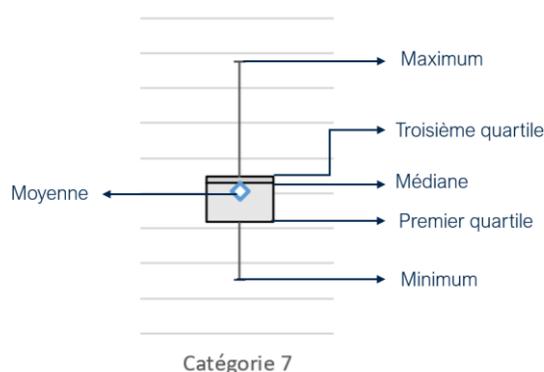


Figure 29 : Boîte à moustache - Quota effectif (catégorie 3 à 8)

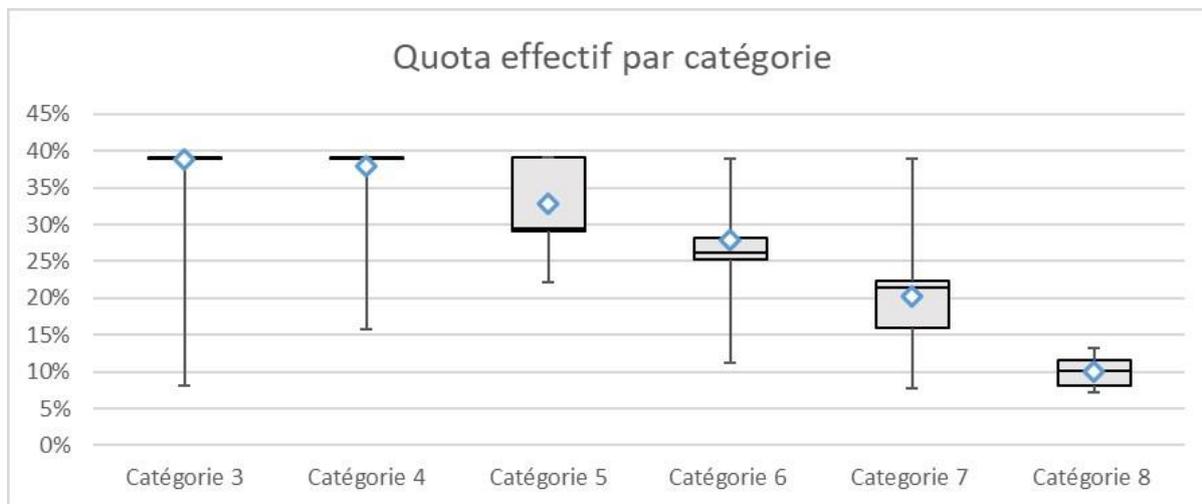
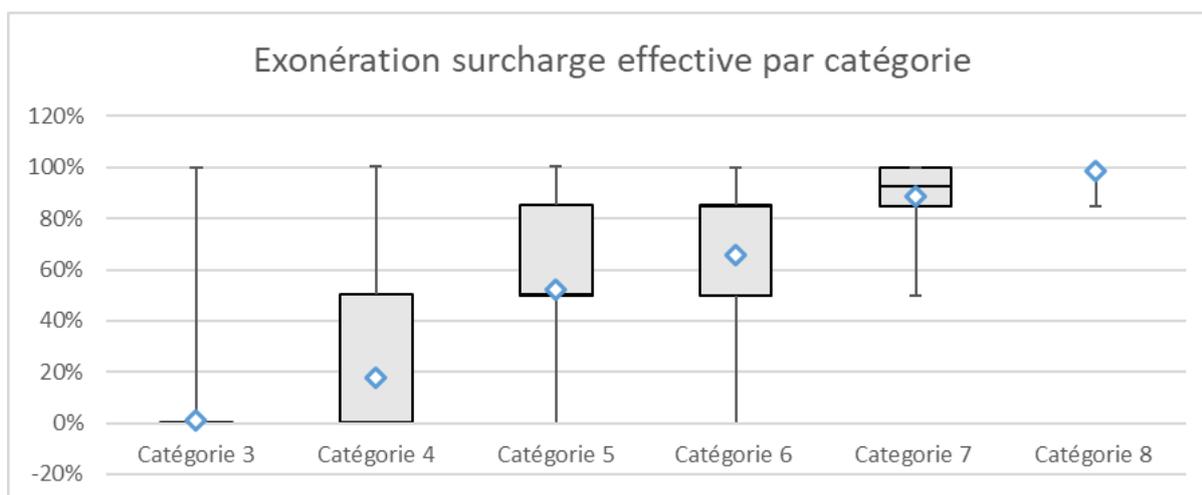


Figure 30 : Boîte à moustache – Exonération de surcharge effective (catégorie 3 à 8)



Pour le quota, on constate que la dispersion est relativement faible pour toutes les catégories. Cependant, pour les catégories 5, 6 et 7, on observe que les consommateurs ne sont pas traités de la même manière et qu'il y a des différences entre les consommateurs au sein de chaque catégorie. A l'inverse pour les catégories 3, 4 et 8, il y a très peu de dispersion.

Pour la surcharge, la dispersion est relativement importante pour les catégories 4 à 7. Pour la catégorie 4 par exemple, l'écart interquartile est important (50%). Il y a donc des différences sensibles au sein d'une même catégorie.

Notons que certaines de ces différences sont le fruit de la réglementation de l'UE et singulièrement des lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022, qui n'autorise pas de réduction de quota/surcharge pour certains types d'activités industrielles, classées en fonction de leur code NACE.

ARBITRAGE ÉQUITÉ-EFFICACITÉ

Les politiques publiques font souvent face à un dilemme entre l'efficacité et l'équité. Cet arbitrage a été formalisé dans le contexte de la taxation « optimale » par le prix Nobel d'économie J. Mirlees³⁸. La taxation induit des distorsions dans les choix individuels des contribuables, et celles-ci peuvent amener à une baisse des recettes fiscales ou une modification de l'activité économique. La taxation optimale tient compte de cet arbitrage.

La tarification de « Ramsey-Boiteux » formalise cet arbitrage dans le cadre de monopoles publics qui doivent répercuter des coûts, essentiellement fixes, sur différentes catégories de consommateurs. Le problème est de trouver une structure tarifaire qui permette, d'une part, de couvrir l'intégralité des coûts par les recettes et qui, d'autre part, tienne compte des effets induits sur la consommation. La tarification de Ramsey-Boiteux répartit les coûts en fonction de l'élasticité de la demande des différentes catégories de consommateurs : les consommateurs dont la consommation est relativement sensible au prix payent une part plus faible des coûts que les consommateurs dont la demande est relativement moins sensible au prix.

Concernant le financement des CV, il s'agit pour l'autorité publique de répartir un montant de subsides entre différentes catégories de consommateurs. L'efficacité consiste à tenir compte, dans l'allocation du coût, des effets induits sur la consommation et sur l'activité économique. Une baisse de la consommation induite par une diminution de l'activité économique (délocalisation, fermeture) ou une baisse de la qualité des services fournis n'est pas souhaitable. L'efficacité consiste à tenir compte de ces effets induits et à minimiser ceux-ci en allouant une part relativement plus grande des coûts sur les catégories de consommateurs qui sont les moins sensibles aux prix. Ainsi, au nom de l'efficacité, il est possible de justifier une contribution relativement plus faible des secteurs soumis à la concurrence internationale. De la même manière, on pourrait justifier au nom de l'efficacité, une contribution relativement plus faible des services publics (hôpitaux, rail, etc.) dans la mesure où une hausse de la facture réduirait l'offre de services ou leur qualité.

Dans le cas de la consommation d'électricité, la littérature scientifique a montré que les consommateurs industriels avaient une sensibilité au prix plus importante que les consommateurs résidentiels³⁹. Les consommateurs industriels ont une élasticité plus forte. Ceci peut justifier une certaine régressivité du mécanisme et le fait que les catégories de consommateurs industriels payent une contribution proportionnellement moins importante des coûts. À ce titre, il est intéressant de noter que le ratio de proportionnalité calculé plus haut

³⁸ James A. Mirlees, "An exploration in the Theory of Optimal Income Taxation", *Review of Economic Studies*, vol.38, 1971, p.175-208.

³⁹ Pour les ménages, l'élasticité prix à long terme est estimée entre -0.51 et -0.56 et entre -0.75 et -1.01 pour l'industrie, Csereklyei (2020) "Price and income elasticities of residential and industrial electricity demand in the European Union", Energy policy (2020), <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111079>

(Figure 23) est décroissant avec le niveau de consommation, ce qui pourrait traduire une plus forte sensibilité au prix pour les plus gros consommateurs.

La non-application stricte du principe de proportionnalité peut donc se justifier sur base de l'efficacité. Une dégressivité du quota et de la surcharge pour les consommateurs industriels en fonction de leur niveau de consommation peut se justifier sur base de l'efficacité ; une répartition plus équitable pourrait avoir des conséquences sur le niveau de production des entreprises et sur l'emploi, en particulier celles qui sont exposées à la concurrence internationale.

CONCLUSION

En raison des exonérations totales ou partielles de quota de CV et de surcharge appliquée à la consommation des gros consommateurs d'énergie, les différentes catégories de consommateurs contribuent différemment au financement du mécanisme. Les consommateurs résidentiels et les clients consommant moins de 100 MWh/an contribuent proportionnellement plus que les gros consommateurs, en particulier ceux consommant annuellement plus de 50 GWh. La différence est davantage marquée lorsqu'on rapporte cette contribution à la consommation que lorsqu'on la rapporte à la facture. Cela est dû au fait que le prix de l'électricité est moindre lorsque la consommation est importante. Ainsi, l'utilisation de la facture plutôt que la consommation en MWh va lisser les écarts entre les différents consommateurs.

Une dégressivité dans l'application du quota et de la surcharge pour les consommateurs industriels, en fonction de leur niveau de consommation, peut se justifier sur base de l'efficacité ; une répartition plus équitable pourrait avoir des conséquences sur le niveau de production des entreprises et sur l'emploi, en particulier celles qui sont exposées à la concurrence internationale.

L'analyse met également en lumière que la différence de financement du mécanisme est davantage marquée lorsqu'on se concentre sur le financement via la surcharge Elia que via les quotas. Le financement via les quotas est réparti de manière plus égalitaire entre les différentes catégories de consommateurs, même si des différences importantes subsistent. Sans modifications des exonérations de CV et de surcharge, il est donc plus équitable de favoriser un financement via les quotas que via la surcharge.

S'agissant de l'équité horizontale, les différences de traitement au sein des différentes catégories, lorsqu'elles existent, résultent principalement de la réglementation européenne relative au contrôle des aides d'État qui n'autorise de traitement différencié que pour des opérateurs économiques qui répondent à certaines conditions (secteur d'activité et exposition particulière à la concurrence).

Enfin, les politiques publiques font souvent face à un dilemme entre l'efficacité et l'équité. Le fait que les différentes catégories soient traitées de façon différenciée en ce qui concerne les quotas et la surcharge peuvent s'expliquer par des considérations d'efficacité.

2. Analyse coût-bénéfice (coût/tCO₂eq évitée)

Dans cette section, le rapport entre le coût des certificats verts et les émissions de gaz à effet de serre « (GES) » évitées liés à l'utilisation de l'énergie verte produite est évalué pour les différentes filières (et sous-filières).

Les valeurs obtenues sont ensuite comparées aux valeurs observées sur les marchés européens (ex : ETS, crédits carbone, certificats carbone, etc.), au niveau des taxes carbone en vigueur au sein de l'UE ou encore aux valeurs tutélaires du carbone servant de référence pour l'évaluation des investissements et politiques publiques au sein de l'UE.

APPROCHE MÉTHODOLOGIQUE

Les émissions évitées de gaz à effet de serre des filières sont calculées sur base de la méthode appliquée en Wallonie pour le calcul du taux d'économie de CO₂ intervenant dans le taux d'octroi des certificats verts.

Bien qu'antérieur, le principe de calcul du taux d'économie de CO₂ est très similaire à la méthodologie de calcul des réductions d'émissions de GES provenant des combustibles issus de la biomasse, telle que précisée à l'annexe VI de la Directive énergie renouvelable⁴⁰ (REDII).

Comme indiqué dans le tableau ci-dessous, les valeurs de référence pour la production séparée d'électricité à partir de combustible fossile sont plus restrictives en Wallonie que celles retenues dans le cadre de la Directive énergie renouvelable. Pour la production séparée de chaleur elles sont relativement comparables.

Tableau 14 : Facteur d'émissions de GES des filières fossiles de référence (kCO₂eq/MWh)

	Certificats verts (Wallonie)	REDII – Annexe VI
Production d'électricité	456 kgCO ₂ eq/MWhe	659 kgCO ₂ eq/MWhe
Production de chaleur	279 kgCO ₂ /MWhq (en zone d'accès au gaz naturel)	288 kgCO ₂ /MWhq

L'indicateur « **Coût CO₂ évité** », exprimé en euros par tonne de CO₂eq évitée, est obtenu sur base des formules suivantes :

⁴⁰ Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil l du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables

Données par filière :

• Production annuelle d'électricité	E _{enp}	(MWh _e /an)
• Production annuelle de chaleur	E _{qnv}	(MWh _q /an)
• Consommation annuelle d'énergie primaire	E _e	(MWh _p /an)
• Niveau de soutien moyen annuel	NS1*	(EUR/MWh _e)
• Facteur d'émission moyen sur l'année	EF	(kgCO ₂ eq/MWh _p)

Calcul :

1. **CO₂ évité** = $456 + 279 \times (E_{qnv}/E_{enp}) - EF \times (E_e/E_{enp})$ (kgCO₂eq/MWh_e)
2. **Coût CO₂ évité** = $1000 \times NS1^* / \text{CO}_2 \text{ évité}$ (EUR/tCO₂eq)

* NS3 pour la filière solaire PV

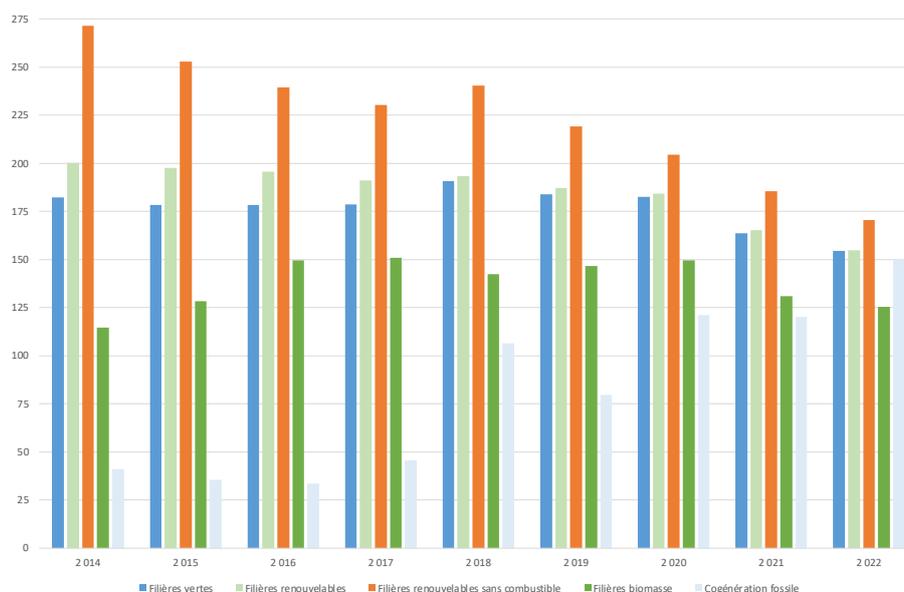
L'indicateur de niveau de soutien utilisé est le « NS1 » pour l'ensemble des filières à l'exception de la filière solaire photovoltaïque dans la mesure où il s'agit de la seule filière qui ne peut bénéficier d'une prolongation de l'octroi de certificats verts au-delà de la première période de 10 ou 15 ans selon les cas. Pour cette filière, l'indicateur de niveau de soutien « NS3 » qui tient compte d'une durée de vie économique de 20 ans est utilisé. La valeur de l'indicateur « Coût CO₂ évité » sera d'autant plus faible que la durée de vie économique considérée sera élevée. La durée de vie économique de 20 ans étant relativement conservative pour les installations solaires photovoltaïques, dont les durées de vie techniques sont plus proches de 30 ans, les valeurs calculées de l'indicateur « Coût CO₂ évité » peuvent par conséquent être considérées comme des valeurs maximales.

On notera que cette méthode de calcul ne prend en compte que les émissions évitées liées à la production d'électricité et de chaleur utile par rapport à une production séparée d'électricité et de chaleur classique utilisant des combustibles fossiles. Ainsi, pour certaines filières biogaz, les émissions évitées de GES en amont de la production d'énergie qui sont dues à une meilleure gestion agricole des matières premières (« e_{sca} ») ne sont pas comptabilisées contrairement à la méthodologie de la Directive européenne qui prévoit notamment un bonus de 45 gCO₂eq/MJ dans le cas d'une valorisation de fumiers et de lisiers pour la production de biogaz. Dans de tels cas, les valeurs calculées de l'indicateur « Coût CO₂ évité » sont par conséquent plus élevées que celles qui seraient obtenues en appliquant la méthodologie de la Directive européenne.

ANALYSE DES RÉSULTATS

La figure ci-dessous donne les résultats obtenus sur la période 2014-2022. On constate que l'indicateur pour l'ensemble du parc de production reste stable autour de 180 EUR/tCO₂eq de 2014 à 2017. Il augmente en 2018 à 190 EUR/tCO₂eq et diminue ensuite jusque 155 EUR/tCO₂eq en 2022. L'indicateur pour les filières renouvelables sans combustible diminue également sur la période en raison de la diminution du niveau de soutien (« NS3 ») et passe d'une valeur de 270 EUR/tCO₂eq à 170 EUR/tCO₂eq. Les filières biomasse sont passées par un pic à 151 EUR/tCO₂eq en 2017 et sont retombées en 2022 à 125 EUR/tCO₂eq. Ce sont ces filières qui présentent les meilleures performances en terme de coût de la tonne de CO₂ évitée mis à part la filière cogénération fossile jusqu'en 2019. A partir de 2020, l'indicateur augmente pour la filière cogénération fossile pour atteindre 150 EUR/tCO₂eq en 2022. Cette augmentation est liée à l'augmentation de l'utilisation de biogaz en co-combustion dans certaines installations.

Figure 31 : Évolution de l'indicateur « Coût CO₂ évité » (EUR/tCO₂eq)



Les valeurs calculées sont supérieures aux valeurs observées jusqu'à présent sur le marché européen de l'ETS (< 100 EUR tCO₂eq) ainsi que celles généralement proposées pour le prix du carbone⁴¹ mais sont par contre proches de la valeur tutélaire du carbone telle que proposée en France dans le « *Rapport Quinet*⁴² » recommandant des valeurs aux alentours de 150 EUR₂₀₁₅/tCO₂eq en 2023 et 250 EUR₂₀₁₅/tCO₂eq en 2030.

⁴¹ Voir : Olivier Blanchard, Christian Gollier, Jean Tirole, The Portfolio of Economic Policies Needed to Fight Climate Change, Annual Review of Economics 2023, <https://doi.org/10.1146/annurev-economics-051520-015113>

⁴² Voir : France Stratégie, La valeur de l'action pour le climat, rapport de la commission présidée par Alain Quinet, 190p, février 2019.

II. Recommandations d'amélioration du mécanisme des certificats verts et de modes alternatifs de soutien à la production d'électricité verte

A. Efficacité du mécanisme

1. Amélioration du mécanisme des certificats verts

Nous examinons les adaptations au mécanisme de CV qui pourraient en améliorer l'efficacité (atteinte effective des objectifs) et l'efficience (au moindre coût). A cet effet nous prenons en compte les éléments de l'analyse SWOT conduite ci-dessus (voir point I.B.). Nous prenons également en compte d'autres éléments qui ne relèvent pas directement de cette analyse mais qui pourraient renforcer l'efficacité du mécanisme ou son efficience.

SUR LE VOLET EFFICACITÉ AU SENS STRICT

La période en cours d'analyse correspond aux premiers développements du renouvelable en Wallonie, en vue d'atteindre des objectifs 2020 plus modestes que ceux visés à l'horizon 2030. Les fruits des branches les plus basses ont déjà été cueillis et l'atteinte des objectifs de production d'énergie renouvelable à l'horizon 2030 nécessitera davantage de vigilance que lors de la période précédente. Bien que le mécanisme de soutien lui-même n'ait pas fait l'objet de critiques significatives dans le cadre de l'analyse SWOT, le mécanisme d'enveloppes, encadrant ce soutien est davantage sujet à améliorations.

Sur les enveloppes. Selon l'analyse SWOT, le mécanisme des enveloppes ne garantit pas l'atteinte des objectifs en termes de MWh, unité de référence des objectifs du Plan air climat énergie 2030 (PACE). En effet, ce mécanisme suppose de faire des hypothèses sur l'évolution du taux de soutien, hypothèses qui peuvent ne pas se vérifier et conduire à un manque d'attractivité pour les développeurs. Par ailleurs, le mécanisme de l'enveloppe inter-filières peut perturber la réalisation des objectifs par filière et la concrétisation du mix-énergétique prévu par la Région. De plus, le taux de concrétisation des projets ayant introduit une réservation au sein de l'enveloppe n'est pas assuré.

Afin de remédier à ces difficultés, il est proposé d'envisager les pistes qui figurent ci-après. Ces pistes sont néanmoins susceptibles de requérir un renforcement des moyens de l'Administration.

Calibration des enveloppes. L'objectif premier du système de certificats verts est de soutenir la production d'électricité renouvelable en vue d'atteindre les objectifs de production d'électricité sur la base d'énergie renouvelable. Or, les montants nécessaires à l'atteinte de ces objectifs ne font pas l'objet d'une évaluation. Le PACE devrait inclure une évaluation des moyens nécessaires et les enveloppes de CV devraient être strictement calibrées en fonction de ces besoins. Les montants nécessaires étant dépendants d'éléments qui varient dans le temps, ceux-ci devraient être réévalués périodiquement⁴³.

Suivi. Le suivi continu des réservations de CV par l'Administration devrait s'accompagner de prévisions en termes de production d'électricité renouvelable par rapport aux trajectoires définies pour la Région. De telles prévisions permettraient à l'Administration d'évaluer régulièrement le besoin effectif en projets additionnels ce qui est un préalable nécessaire dans un système qui ne serait plus un guichet ouvert (voir ci-dessous). Cette information, ainsi que l'état des enveloppes et la liste des bénéficiaires d'une réservation pourrait être mise à disposition du public pour favoriser la transparence et la prévisibilité du mécanisme d'aide que constitue désormais le régime des CV.

Recours aux appels d'offres. Remplacer le système de « guichet ouvert » par un système d'appels d'offres pour les filières caractérisées par un grand nombre de projets, relativement interchangeable, et dont le volume est difficilement contrôlable actuellement (filières solaire PV et éolien). Outre l'intérêt d'une mise en concurrence des projets comme moyen de découverte du signal prix tel que préconisé par la Commission européenne, un système d'appels d'offres présente surtout l'avantage de permettre une véritable régulation de l'offre en ayant la possibilité de fixer les périodes d'appels à projets, le volume maximum de production souhaité, les types de projets en fonction de différents critères (taille, participation citoyenne, technologie innovante,...) ainsi que les délais de mise en service des projets lauréats.

Mettre fin aux enveloppes annuelles. Pour les filières où un système de « guichet ouvert » est maintenu, remplacer les enveloppes annuelles par des enveloppes globales couvrant la période jusque 2030. Selon les filières, analyser s'il est opportun de prévoir un délai maximal entre la demande de réservation et la mise en service de l'installation à l'instar de ce qui est imposé pour la filière solaire PV. Pour les filières où un système d'appel d'offres est retenu, le découpage en enveloppes annuelles apparaîtrait comme une contrainte inutile puisque l'Administration déterminerait les périodes d'ouverture du guichet sur la base de son monitoring continu et tout en respectant l'enveloppe globale jusque 2030 telle que fixée par le Gouvernement.

⁴³ Recommandation également reprise par B. Cantillon et M. Hudon dans « Vers une transition juste en Belgique – Memorandum politique », novembre 2023, p.20, https://drive.google.com/file/d/1emTb_5Bv2CslgjnADjRbrg2NY3ORZV12/view?usp=sharing

Mettre fin à l'enveloppe « inter-filière ». Pour les raisons évoquées précédemment concernant l'atteinte des objectifs 2030 tels que fixés par le Gouvernement, il est préférable de prévoir une flexibilité dans le temps au sein de chaque filière qu'une flexibilité inter-filières. D'autant que la taille des enveloppes correspond, a priori, à un arbitrage politique sur le développement des différentes filières.

Gestion dynamique des enveloppes. En cas de maintien des enveloppes annuelles, celles-ci devraient tout d'abord être dimensionnées en tenant compte d'un taux de non-concrétisation des projets. Ensuite, il serait utile de permettre le report automatique des CV non attribués lors d'une année à l'année suivante. Pour les unités de production d'électricité verte n'ayant pas fait l'objet d'une réservation de CV, évaluer la faisabilité de réserver de manière fictive les CV à octroyer jusqu'en 2030 dans des enveloppes CV annuelles (de préférence par filière) et en cas de diminution durable et prévisible du nombre de CV à octroyer à ces unités de production (e.g. arrêt de l'installation), permettre à l'Administration d'allouer les quantités de CV correspondant à de nouveaux projets.

SUR LE VOLET EFFICIENCE

À l'instar de ce que permettent les mécanismes d'appels d'offre, dans le cadre du mécanisme actuel « à guichet ouvert » à enveloppes fermées, les producteurs devraient avoir la possibilité de demander un soutien réduit, soit en termes d'euros par MWh, soit en s'engageant à ne recevoir annuellement qu'un montant limité de CV. Au vu de la saturation régulière des enveloppes, il pourrait en effet être avantageux pour un producteur d'avoir un soutien limité mais une confirmation plus rapide de sa réservation.

Il est impératif de prévoir un mécanisme qui amènerait davantage de prévisibilité pour les producteurs. Les incertitudes créent potentiellement un surcoût important pour les porteurs de projet. De même, il est nécessaire que les règles relatives au soutien soient claires et exhaustives pour éviter les nombreuses questions adressées à l'Administration. La méthode CPMA devrait répondre à la plupart des problèmes soulevés.

Les parties prenantes ont indiqué que la gestion administrative de ce système CV, tant pour les producteurs, que pour l'Administration est un élément à prendre en compte dans les coûts globaux du mécanisme. Pour certains aspects, il serait sans doute préférable de reconnaître certaines imperfections du mécanisme, que d'y apporter des modifications qui complexifient et augmentent les coûts du système de soutien.

2. Refonte du mécanisme de soutien

La mise au point de la méthode CPMA a constitué un important exercice d'amélioration de l'efficacité du mécanisme. Comme indiqué au point I.B ci-dessus, cette méthode a déjà permis la correction de plusieurs faiblesses identifiées dans la méthode kECO. Elle est en cours d'approbation par la Commission européenne mais ce mécanisme de soutien sera

vraisemblablement limité à 2028. Après cette date, un autre mécanisme devra être mis en place.

Le mécanisme de réservation pourrait être au moins partiellement remplacé par un mécanisme d'appel d'offre mettant en concurrence les développeurs au sein d'une même filière, voire au sein de filières différentes. Cela permettrait de renforcer l'efficacité du mécanisme en dispensant partiellement de prendre des hypothèses *ex ante* sur les niveaux de soutien. Par ailleurs, le mécanisme d'appel d'offre pourrait contenir un mécanisme favorisant la conversion de la réservation de CV en projet effectivement installé livrant la production attendue.

Étant donné que le système de CV est considéré comme une aide d'État, l'intérêt de passer par un marché distinct ne s'impose plus avec la force de l'évidence. Il pourrait être plus simple de soutenir le déploiement de la production renouvelable en euros, plutôt qu'en CV. Ce serait notamment le cas si ce soutien était financé via le budget général de l'État, qui permet une contribution plus équitable et n'augmente pas les charges sur l'électricité, vecteur qui est au cœur de la transition énergétique.

Cette proposition fait d'autant plus sens que l'assiette de financement des CV, telle que prévue actuellement est assez imprévisible. On s'attend depuis longtemps à une augmentation de l'électricité consommée, suite à l'augmentation des usages. Toutefois, au cours de la période étudiée, la consommation soumise au quota et à la surcharge s'est réduite de manière constante. Le développement de l'autoconsommation et de certaines formes de partage d'énergie pourrait limiter l'élargissement de l'assiette et augmenter les inégalités de contributions à l'intérieur des catégories de consommateurs, entre ceux qui ont les moyens d'acquérir une source de production d'énergie et ceux qui ne les ont pas. De même, l'élargissement des accords volontaires (les accords de branche de 2^e génération devenant communautés carbone) pourrait, au fil du temps et en fonction des contreparties octroyées, encore contribuer à la diminution de l'assiette de financement.

B. Financement et effets distributifs

Il est question ici non pas du financement nécessaire à l'atteinte des objectifs, lesquels sont repris dans la partie relative à l'efficacité du mécanisme, mais bien de la manière dont le mécanisme est financé.

1. Adaptation de la redistribution entre les consommateurs d'électricité

Le présent rapport quantifie la contribution des différentes catégories de consommateurs au financement du mécanisme. Cette quantification est susceptible d'évoluer au fil du temps en fonction (1) d'évolutions naturelles, (2) en cas de changements législatifs ou encore (3) dans le cas où d'autres acteurs rejoindraient un dispositif existant ayant un impact sur le financement du soutien au renouvelable par cet acteur. Un bon exemple du cas (1) serait celui d'une entreprise qui développerait ses activités et changerait alors de catégorie de consommateur. Un exemple de (2) pourrait être une modification des quotas de CV. Enfin le cas (3) pourrait être celui d'une entreprise entrant dans un projet de communauté carbone.

Au vu de ces évolutions possibles, **il est recommandé de monitorer régulièrement l'effet redistributif du financement du soutien aux énergies renouvelables⁴⁴, suivant les outils utilisés dans le présent rapport.** Ce suivi pourrait faire partie du rapport annuel sur l'évolution du marché des certificats verts et des garanties d'origine.

2. Adaptation de la redistribution au sein des consommateurs d'énergie

Le soutien à la production d'électricité verte est financé intégralement par la facture d'électricité et le financement représente une part substantielle de la facture. Ceci peut paraître paradoxal dans un contexte où l'on veut favoriser la transition vers une énergie plus verte, l'électricité jouant à ce titre un rôle clé. Le financement des CV par la seule facture d'électricité crée un désavantage compétitif pour l'électricité vis-à-vis des autres énergies dans un contexte où la substitution entre énergies est de plus en plus forte, du fait des développements technologiques :

- Pour la mobilité, le véhicule électrique est une alternative au véhicule thermique,
- Pour le chauffage, la pompe à chaleur est une alternative au chauffage au gaz ou au mazout,
- Pour les usages industriels, l'électricité et demain l'hydrogène sont des alternatives au gaz.

⁴⁴ Recommandation également reprise par B. Cantillon et M. Hudon dans « Vers une transition juste en Belgique – Mémoire politique », novembre 2023, p.20, https://drive.google.com/file/d/1emTb_5Bv2CslqjnADjRbrq2NY3ORZV12/view?usp=sharing

La surcharge CV rend l'électricité moins compétitive par rapport aux alternatives. Le signal prix n'est pas cohérent avec les objectifs affichés de décarbonisation de l'économie⁴⁵. Par ailleurs, pour les secteurs participant au système ECTS de quota carbone, la surcharge CV diminue l'avantage comparatif de l'électricité par rapport aux alternatives plus carbonées.

Dès lors, on peut envisager d'élargir le financement des CV en imposant une contribution à l'ensemble des vecteurs énergétiques. Dans cette hypothèse, l'ensemble des vecteurs énergétiques contribueraient à un fonds 'énergie verte' qui financerait des projets de production d'énergie verte. On pourrait envisager que ce fonds ne finance pas exclusivement la production d'électricité verte mais qu'il puisse être étendu à d'autres vecteurs, par exemple du biogaz ou de l'hydrogène vert.

Un tel système aurait comme principaux avantages d'une part, de rendre le signal prix plus cohérent et de favoriser l'électrification verte au détriment des alternatives plus carbonées et, d'autres part, de répartir le coût sur une assiette plus large. Par contre, pour les consommateurs résidentiels, un tel fonds aurait toujours un caractère régressif. La mise en œuvre nécessiterait d'identifier les énergies concernées, les consommateurs concernés et les usages concernés, ce qui pourrait s'avérer complexe. Par ailleurs, les effets redistributifs d'une telle politique nécessiteraient d'être analysés.

3. Adaptation de la redistribution entre les citoyens

La facture d'énergie a trois composantes : la commodité, les frais de réseaux et les différentes taxes et surcharges (Figure 22). Ces taxes et surcharges servent en partie à financer les obligations de service public (OSP) que l'État impose au secteur comme le soutien aux énergies renouvelables, l'éclairage public, le tarif social, etc. Les OSP sont le résultat de choix politiques. Il y a donc une composante 'politique' dans la facture d'électricité, les obligations sont fixées par l'État, la mise en œuvre et le financement étant assurés par le secteur.

Le financement de la composante 'politique' de la facture d'électricité par les consommateurs plutôt que par les contribuables est un choix qui a été posé par le législateur. Dans d'autres secteurs, le législateur a fait un choix différent. A titre d'exemple, le Gouvernement wallon a mis en place un programme de soutien à l'investissement dans la rénovation des bâtiments et les économies d'énergie qui est financé par le budget régional, donc par l'impôt. De la même manière, on pourrait envisager que le financement des surcharges CV (et d'autres composantes des OSP) soit transféré de la facture d'électricité vers le budget général de la Région.

⁴⁵ Cette remarque peut être faite de manière générale pour la taxation des énergies en Belgique et en Wallonie.

Le principal avantage d'un transfert du financement de la facture vers l'impôt est de nature redistributive. Nous avons montré plus haut que les consommateurs résidentiels financent plus que proportionnellement le coût du mécanisme de CV, et qu'au sein de cette catégorie, on avait des contributions différentes qui n'étaient pas liées à leurs capacités contributives (exemple prosumers v. non-prosumers). On constate par ailleurs que pour les ménages les plus pauvres, les dépenses liées à l'énergie représentent une part plus importante du revenu. L'imposition de surcharges sur la facture d'électricité est donc susceptible d'avoir un effet régressif. De manière similaire, on peut argumenter que la consommation d'énergie d'une entreprise n'est, a priori, pas liée à ses bénéficiaires. Et rien n'indique que les industries électro-intensives ont des capacités de financement plus importantes que les autres.

De manière générale, la consommation d'énergie est un mauvais indicateur de la capacité contributive des ménages et des entreprises. Et donc un financement du mécanisme de soutien aux énergies renouvelables par la facture d'électricité a par nature des effets redistributifs importants. Le financement par l'impôt permet d'éviter ces écueils et est le plus à même d'assurer une redistribution équitable des ressources puisque la taxation établit un lien clair entre la capacité contributive (le revenu) et la contribution (l'impôt).

4. Amélioration du ratio « coût/tCO₂eq évitée »

Plutôt que de plafonner le soutien à un nombre de CV/MWh (en l'occurrence 2,5) et de prévoir d'autres plafonds artificiels (par exemple le plafonnement du soutien à la première tranche de 20 MW pour certaines installations), on pourrait recourir à une valeur tutélaire du carbone. Les projets qui présenteraient un coût de la tonne de CO₂ évitée inférieur à cette valeur pourraient obtenir un soutien.⁴⁶

⁴⁶ Voir à cet égard, France Stratégie, La valeur de l'action pour le climat, rapport de la commission présidée par Alain Quinet, 190p, février 2019.). Selon ce rapport, pour la France, la valeur tutélaire du carbone s'établirait à 246 €2015 la tonne de CO₂ en 2030 et à 491 €2015 la tonne de CO₂ en 2040.

Sources

A. Législation

Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, *M.B.*, 11 mai 1999, telle qu'amendée subséquemment.

Décret de la Région wallonne du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, *M.B.*, 1^{er} mai 2001, tel qu'amendé subséquemment.

Arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité, *M.B.*, 27 avril 2006, tel qu'amendé subséquemment.

Arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelable ou de cogénération, *M.B.*, 29 décembre 2006, tel qu'amendé subséquemment.

B. Littérature

1. Études sur le marché

CWaPE. (2014, 31 décembre). *Rapport annuel spécifique 2014 sur l'évolution du marché des certificats verts*. <https://www.cwape.be/publications/document/1352>.

CWaPE. (2015, 27 mai). *Bilan de la situation du marché de l'électricité pour l'année 2014*. <https://www.cwape.be/publications/document/1308>.

CWaPE. (2015, 31 décembre). *Rapport annuel spécifique 2015 sur l'évolution du marché des certificats verts*. <https://www.cwape.be/publications/document/1546>.

CWaPE. (2016, 11 avril). *Bilan de la situation du marché de l'électricité pour l'année 2015*. <https://www.cwape.be/publications/document/1525>.

CWaPE. (2016, 31 décembre). *Rapport annuel spécifique 2016 sur l'évolution du marché des certificats verts*. <https://www.cwape.be/publications/document/1908>.

CWaPE. (2017, 21 avril). *Bilan de la situation du marché de l'électricité pour l'année 2016*. <https://www.cwape.be/publications/document/1872>.

CWaPE. (2017, 31 décembre). *Rapport annuel spécifique 2017 sur l'évolution du marché des certificats verts*. <https://www.cwape.be/publications/document/2273>.

CWaPE. (2018, 23 mai). *Bilan de la situation du marché de l'électricité pour l'année 2017*. <https://www.cwape.be/publications/document/2223>.

CWaPE. (2018, 31 décembre). *Rapport annuel spécifique 2018 sur l'évolution du marché des certificats verts*. <https://www.cwape.be/publications/document/4471>.

CWaPE. (2019, 13 mai). *Bilan de la situation du marché de l'électricité pour l'année 2018*. <https://www.cwape.be/publications/document/2994>.

CWaPE. (2020, 17 avril). *Bilan de la situation du marché de l'électricité pour l'année 2019*. <https://www.cwape.be/publications/document/3144>.

CWaPE. (2021, 19 avril). *Bilan de la situation du marché de l'électricité pour l'année 2020*. <https://www.cwape.be/publications/document/4517>.

CWaPE (2021, 27 janvier). *Analyse des prix de l'électricité et du gaz naturel en Wallonie (clients résidentiels) sur la période de janvier 2007 à décembre 2020* (publication no CD-21a29-CWaPE-0081). <https://www.cwape.be/publications/document/4432>.

CWaPE. (2022, 15 juin). *Bilan de la situation du marché de l'électricité pour l'année 2021*. <https://www.cwape.be/publications/document/4999>.

CWaPE (2023, 20 avril). *Bilan de la situation du marché de l'électricité pour l'année 2022*. <https://www.cwape.be/publications/document/5373>.

CWaPE. (2023, 23 février). *Analyse des prix de l'électricité et du gaz naturel en Wallonie (clients résidentiels) sur la période de janvier 2007 à décembre 2022* (publication no CD-23b23-CWaPE-0113). <https://www.cwape.be/publications/document/5320>.

CWaPE. (2023, 20 avril). *Bilan de la situation du marché de l'électricité pour l'année 2022*. <https://www.cwape.be/publications/document/5373>.

CWaPE. (2023, 29 août). *Analyse des prix de l'électricité et du gaz naturel en Wallonie (clients professionnels) sur la période de janvier 2009 à décembre 2022* (publication no CD-23i06-CWaPE-0080). <https://www.cwape.be/publications/document/5535>.

Orisini, M. et Simus, P. (ICEDD). (2022, 30 mai). *Bilan énergétique de la Wallonie 2020. Bilan de production primaire, récupération et transformation. Bilan de la cogénération et du renouvelable*. SPW, Département de l'énergie et du bâtiment durable, Direction de l'organisation des marchés régionaux de l'énergie. <https://energie.wallonie.be/fr/bilan-energetique-de-la-wallonie-2020-production-primaire-recuperation-et-transformation-cogeneration-et-renouvelable.html?IDC=6288&IDD=165949>.

Pirotech, Cabinet Janson et Deplasse & Associés. (2022, 28 janvier). *Retour d'expérience sur les accords de branche 2 et préparation des prochains accords. Proposition du scénario **CO**ntract 2 Carbon **N**eutral*. SPW DGO4 Direction de l'organisation des marchés régionaux de l'énergie. https://www.pirotech.be/wp-content/uploads/2022/10/CO2CN_Scenario_20220128.pdf.

PWC. (2015, 28 avril). *A European comparison of electricity and natural gas prices for large industrial consumers* (publication no F20150428). CREG.

<https://www.creg.be/fr/publications/etude-f20150428>.

PWC. (2016, 29 juin). *A European comparison of electricity and natural gas prices for large industrial consumers* (publication no Div-20160629). CREG.

<https://www.creg.be/fr/publications/etude-div-20160629>.

PWC. (2017, 30 mars). *A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers - 2017 update* (publication no Div-20170330). CREG.

<https://www.creg.be/fr/publications/etude-div-20170330>.

PWC. (2018, 16 juillet). *A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers - 2018 update* (publication no F20180716). CREG.

<https://www.creg.be/fr/publications/etude-f20180716>.

PWC. (2019, 7 mai). *A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers - 2019 update* (publication no F20190507). CREG.

<https://www.creg.be/fr/publications/etude-f20190507>.

PWC. (2020, 20 mai). *A European comparison of electricity and natural gas prices for residential, small professional and large industrial consumers – 2020* (publication no F20200520). FORBEG. <https://www.creg.be/fr/publications/etude-f20200520>.

PWC. (2021, 17 mai). *A European comparison of electricity and natural gas prices for residential, small professional and large industrial consumers* (publication no F20210517).

FORBEG. <https://www.creg.be/fr/publications/etude-f20210517>.

PWC. (2022, 13 mai). *A European comparison of electricity and natural gas prices for residential, small professional and large industrial consumers – 2022* (publication no F20220513).

FORBEG. <https://www.creg.be/fr/publications/etude-f20220513>.

PWC. (2023, 15 mai). *A European comparison of electricity and natural gas prices for residential, small professional and large industrial consumers - 2023* (publication no F20230515).

FORBEG. <https://www.creg.be/fr/publications/etude-f20230515>.

SPW DGO4 Direction de l'organisation des marchés régionaux de l'énergie. (2019). *Rapport annuel 2019 sur l'évolution du marché des certificats verts et des garanties d'origine*.

<https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/rapport-annuel-2019-sur-l-evolution-du-marche-des-certificats-verts-et-des-garanties-d-origine.pdf?ID=60130>.

SPW DGO4 Direction de l'organisation des marchés régionaux de l'énergie. (2020). *Rapport annuel 2020 sur l'évolution du marché des certificats verts et des garanties d'origine*.

<https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/rapport-2020-final-20210715.pdf?ID=63073>.

SPW DGO4 Direction de l'organisation des marchés régionaux de l'énergie. (2021). *Rapport annuel 2021 sur l'évolution du marché des certificats verts et des garanties d'origine*. <https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/ra-2021.pdf?ID=68969>.

SPW DGO4 Direction de l'organisation des marchés régionaux de l'énergie. (2022). *Rapport annuel 2022 sur l'évolution du marché des certificats verts et des garanties d'origine*. <https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/rapport-annuel-2022-finalise.pdf?ID=76082>.

2. Littérature scientifique

Cantillon, B. et Hudon, M. (2023, novembre). Vers une transition juste en Belgique – Mémoire politique, Rapport du haut comité pour une transition juste, <https://www.justtransition.be/fr/vers-une-transition-juste-en-belgique-memorandum-politique>

De Groote, Pepermans & Verboven (2018) Heterogeneity in the adoption of photovoltaic systems in Flanders, energy economics.

France Stratégie (2019) La valeur de l'action pour le climat, Rapport de la commission présidée par Alain Quinet, https://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/atoms/files/fs-2019-rapport-la-valeur-de-laction-pour-le-climat_0.pdf

James A. Mirrlees, "An exploration in the Theory of Optimal Income Taxation", Review of Economic Studies, vol.38, 1971, p.175-208.

SPF Economie (2015) Prix de l'énergie et précarité énergétique, <https://economie.fgov.be/fr/publications/prix-de-lenergie-et-precarite>

Orisini, M. et Simus, P. (ICEDD). (2022, 30 mai). Bilan énergétique de la Wallonie 2020. Bilan de production primaire, récupération et transformation. Bilan de la cogénération et du renouvelable. SPW, Département de l'énergie et du bâtiment durable, Direction de l'organisation des marchés régionaux de l'énergie. <https://energie.wallonie.be/fr/bilan-energetique-de-la-wallonie-2020-production-primaire-recuperation-et-transformation-cogeneration-et-renouvelable.html?IDC=6288&IDD=165949>.

Annexes

A. Parties prenantes consultées

Toutes les parties prenantes reprises dans la liste ci-dessous ont eu l'opportunité d'adresser leurs remarques par écrit et lors de la journée de consultation des parties prenantes organisée le 5 décembre 2023. Un « v » dans les cases ci-dessous indique que la partie prenante a répondu positivement à cette opportunité.

Nom de la partie prenante	A participé à la journée de consultation du 5 décembre 2023	A communiqué des commentaires par écrit
CWaPE		
Edora	✓	
Elia	✓	✓
Feba		✓
Febeg	✓	
Febeliec		
FEBHEL		
RWADE		
Techlink	✓	
Test-Achat		
UCM	✓	
UWE	✓	
SPW	✓	

B. Effets distributifs du mécanisme

1. Prix de l'électricité et facture d'électricité annuelle par catégorie

Tableau 15 : Prix de l'électricité par catégorie en EUR/MWh en Wallonie (2021)

Catégorie	Prix de l'électricité par catégorie (€/MWh)												
	1	2	3A	3B	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Commodité	63	59	59	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Réseau	72	74	74	48	27	14	9	5	4	4	4	4	4
Autre	71	70	70	37	37	35	32	19	7	7	7	7	7
VAT	42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	248	203	203	131	109	95	87	70	57	57	57	57	57
Catégorie FORBEG	E-RES	E-SSME	E-SSME	E-BSME	E0	E1	E2	E3	E4	E4	E4	E4	E4
% commodité	25%	29%	29%	35%	42%	48%	53%	66%	80%	80%	80%	80%	80%

La facture d'électricité de chaque catégorie pour l'année 2021 est calculée dans le Tableau 16 en EUR/an. Elle est calculée en fonction du prix de l'électricité (Figure 21) et de la consommation annuelle totale de la catégorie (Tableau 10). La facture d'électricité totale comprend tous les composants de la facture (commodité, réseau, autre et VAT).

Tableau 16 : Facture d'électricité annuelle par catégorie (2021)

Catégorie	Facture électricité annuelle [€/an]				Totale [€/an]	% Totale
	Commodité [€/an]	% Commodité	Comm. et réseau [€/an]	% Comm. & rés.		
1 Client final - Résidentiel - BT	367.502.252	33%	787.504.825	41%	1.446.675.531	48%
2 Client final - Professionnel - BT	119.031.697	11%	268.325.689	14%	409.549.736	14%
3 Client final - Professionnel < 700 MWh - HT	93.396.061	8%	195.007.147	10%	277.661.597	9%
4 Client final - Professionnel < 6000 MWh - HT	88.593.694	8%	140.553.220	7%	211.119.352	7%
5 Client final - Professionnel < 20 000 MWh - HT	58.549.031	5%	76.215.787	4%	120.988.576	4%
6 Client final - Professionnel < 50 000 MWh - HT	43.255.594	4%	51.727.659	3%	82.308.139	3%
7 Client final - Professionnel < 200 000 MWh - HT	123.663.065	11%	136.298.790	7%	188.350.432	6%
8 Client final - Professionnel > 200 000 MWh - HT	143.564.384	13%	157.451.658	8%	179.001.954	6%
9 Client final - Transport via réseau - BT/HT	24.826.652	2%	27.228.185	1%	30.954.887	1%
10 Consommations propres fournisseurs et gestionnaires de réseau	3.320.949	0%	3.642.191	0%	4.140.695	0%
11 Fournisseur - Pompage - Turbinage - HT	56.633.330	5%	62.111.586	3%	70.612.755	2%
12 Client final - Lignes directes vertes - BT/HT	2.365.921	0%	2.594.781	0%	2.949.927	0%
TOTAL	1.124.702.629	100%	1.908.661.518	100%	3.024.313.581	100%

La part de la facture d'une catégorie sur la facture totale de toutes les catégories confondues est utilisée dans l'analyse de la proportionnalité entre chaque catégorie.

2. Taux effectif et tarif effectif par catégorie

Les réductions moyennes de quotas pour chaque catégorie sont calculées en considérant les réductions de quota accordées à chaque EAN de la catégorie. Celles-ci donnent le taux effectif de quota CV pour la catégorie.

Les exonérations moyennes de surcharge pour chaque catégorie sont calculées en considérant les exonérations de chaque EAN de la catégorie. Celles-ci donnent le tarif effectif de surcharge pour la catégorie.

Tableau 17 : Taux de quota effectif et tarif de surcharge effectif par catégorie (2021)

Catégorie	Taux eff. quota	Réduction eff. taux quota	Tarif eff. surcharge	Exonération eff. surcharge
1 Client final - Résidentiel - BT	38,85%	0,00%	12,58 €	0,00%
2 Client final - Professionnel - BT	38,85%	0,00%	12,58 €	0,00%
3 Client final - Professionnel < 700 MWh - HT	38,81%	0,00%	12,47 €	0,93%
4 Client final - Professionnel < 6000 MWh - HT	37,85%	3,00%	10,35 €	17,73%
5 Client final - Professionnel < 20 000 MWh - HT	32,90%	15,00%	6,05 €	52,14%
6 Client final - Professionnel < 50 000 MWh - HT	27,88%	28,00%	4,33 €	65,94%
7 Client final - Professionnel < 200 000 MWh - HT	20,29%	48,00%	1,49 €	88,46%
8 Client final - Professionnel > 200 000 MWh - HT	9,99%	74,00%	0,21 €	98,50%
9 Client final - Transport via réseau - BT/HT	8,04%	79,00%	10,61 €	15,64%
10 Consommations propres fournisseurs et gestionnaires de réseau	38,85%	0,00%	11,52 €	8,46%
11 Fournisseur - Pompage - Turbinage - HT	0,00%	100,00%	- €	100,00%
12 Client final - Lignes directes vertes - BT/HT	0,00%	100,00%	- €	100,00%

On constate que plus on monte dans les catégories (de 1 à 8), plus la consommation individuelle au sein de la catégorie augmente (voir Tableau 10) et plus la réduction moyenne et l'exonération moyenne de la catégorie augmentent (

Tableau 17).

3. Contributions nominales des catégories au mécanisme de soutien

La contribution nominale de chaque catégorie est calculée sur base de la consommation annuelle, du taux de quota nominal et du tarif de la surcharge nominal. Cela correspond à la situation où il n'y a aucune réduction de quota ni d'exonération de surcharge. Ces calculs permettent d'évaluer la différence entre les contributions nominales et les contributions effectives des catégories (voir Tableau 12).

Tableau 18 : Contributions nominales au mécanisme de soutien en EUR/an par catégorie (2021)

Contributions nominales au mécanisme de soutien (quota, surcharge, totale) [€/an]						
Catégorie	Quota [€/an]	% Quota	Surcharge [€/an]	% Surcharge	Totale [€/an]	% Totale
1 Client final - Résidentiel - BT	151.681.042	29%	80.593.244	39%	232.274.286	32%
2 Client final - Professionnel - BT	52.459.296	10%	27.873.390	14%	80.332.686	11%
3 Client final - Professionnel < 700 MWh - HT	50.338.711	10%	24.338.117	12%	74.676.829	10%
4 Client final - Professionnel < 6000 MWh - HT	50.188.241	9%	24.090.781	12%	74.279.022	10%
5 Client final - Professionnel < 20 000 MWh - HT	33.167.969	6%	15.638.243	8%	48.806.212	7%
6 Client final - Professionnel < 50 000 MWh - HT	24.504.252	5%	11.425.443	6%	35.929.695	5%
7 Client final - Professionnel < 200 000 MWh - HT	70.055.005	13%	17.098.856	8%	87.153.860	12%
8 Client final - Professionnel > 200 000 MWh - HT	81.329.083	15%	2.884.859	1%	84.213.942	11%
9 Client final - Transport via réseau - BT/HT	14.064.274	3%	1.070.240	1%	15.134.515	2%
10 Consommations propres fournisseurs et gestionnaires de réseau	1.881.314	0%	238.962	0%	2.120.276	0%
11 Fournisseur - Pompage - Turbinage - HT	-	0%	-	0%	-	0%
12 Client final - Lignes directes vertes - BT/HT	-	0%	-	0%	-	0%
TOTAL	529.669.187	100%	205.252.135	100%	734.921.322	100%
Différence nominale/effective	122.372.887		37.343.224		159.716.111	

4. Indice de proportionnalité (consommation, facture commodité et facture totale)

Tableau 19 : Indice de proportionnalité sur base de la consommation en MWh (2021)

Indice de proportionnalité (sur base de la consommation)			
Catégorie	Quota	Surcharge	Totale
1 Client final - Résidentiel - BT	138%	178%	150%
2 Client final - Professionnel - BT	138%	178%	150%
3 Client final - Professionnel < 700 MWh - HT	138%	161%	145%
4 Client final - Professionnel < 6000 MWh - HT	132%	120%	128%
5 Client final - Professionnel < 20 000 MWh - HT	115%	76%	104%
6 Client final - Professionnel < 50 000 MWh - HT	98%	56%	85%
7 Client final - Professionnel < 200 000 MWh - HT	70%	19%	55%
8 Client final - Professionnel > 200 000 MWh - HT	34%	2%	24%
9 Client final - Transport via réseau - BT/HT	31%	26%	30%
10 Consommations propres fournisseurs et gestionnaires de réseau	138%	43%	110%
11 Fournisseur - Pompage - Turbinage - HT	0%	0%	0%
12 Client final - Lignes directes vertes - BT/HT	0%	0%	0%

Tableau 20 : Indice de proportionnalité sur base de la facture relative à la commodité en EUR (2021)

Indice de proportionnalité (sur base de la facture commodité)			
Catégorie	Quota	Surcharge	Total
1 Client final - Résidentiel - BT	114%	147%	124%
2 Client final - Professionnel - BT	122%	157%	132%
3 Client final - Professionnel < 700 MWh - HT	149%	173%	156%
4 Client final - Professionnel < 6000 MWh - HT	149%	136%	145%
5 Client final - Professionnel < 20 000 MWh - HT	130%	86%	117%
6 Client final - Professionnel < 50 000 MWh - HT	110%	63%	97%
7 Client final - Professionnel < 200 000 MWh - HT	79%	22%	62%
8 Client final - Professionnel > 200 000 MWh - HT	38%	2%	27%
9 Client final - Transport via réseau - BT/HT	35%	29%	34%
10 Consommations propres fournisseurs et gestionnaires de réseau	156%	48%	125%
11 Fournisseur - Pompage - Turbinage - HT	0%	0%	0%
12 Client final - Lignes directes vertes - BT/HT	0%	0%	0%

Tableau 21 : Indice de proportionnalité sur base de la facture totale en EUR (2021)

Indice de proportionnalité (sur base de la facture totale)			
Catégorie	Quota	Surcharge	Total
1 Client final - Résidentiel - BT	78%	100%	84%
2 Client final - Professionnel - BT	95%	123%	103%
3 Client final - Professionnel < 700 MWh - HT	134%	157%	141%
4 Client final - Professionnel < 6000 MWh - HT	168%	153%	164%
5 Client final - Professionnel < 20 000 MWh - HT	170%	112%	153%
6 Client final - Professionnel < 50 000 MWh - HT	156%	89%	136%
7 Client final - Professionnel < 200 000 MWh - HT	139%	39%	110%
8 Client final - Professionnel > 200 000 MWh - HT	82%	4%	59%
9 Client final - Transport via réseau - BT/HT	76%	62%	72%
10 Consommations propres fournisseurs et gestionnaires de réseau	337%	104%	269%
11 Fournisseur - Pompage - Turbinage - HT	0%	0%	0%
12 Client final - Lignes directes vertes - BT/HT	0%	0%	0%

Les figures relatives aux tableaux ci-dessous se retrouvent dans le corps du texte, aux Figure 22, Figure 23, Figure 24 et Figure 25.

Figure 32 : Indices de proportionnalité sur base de la facture relative à la commodité (2021)

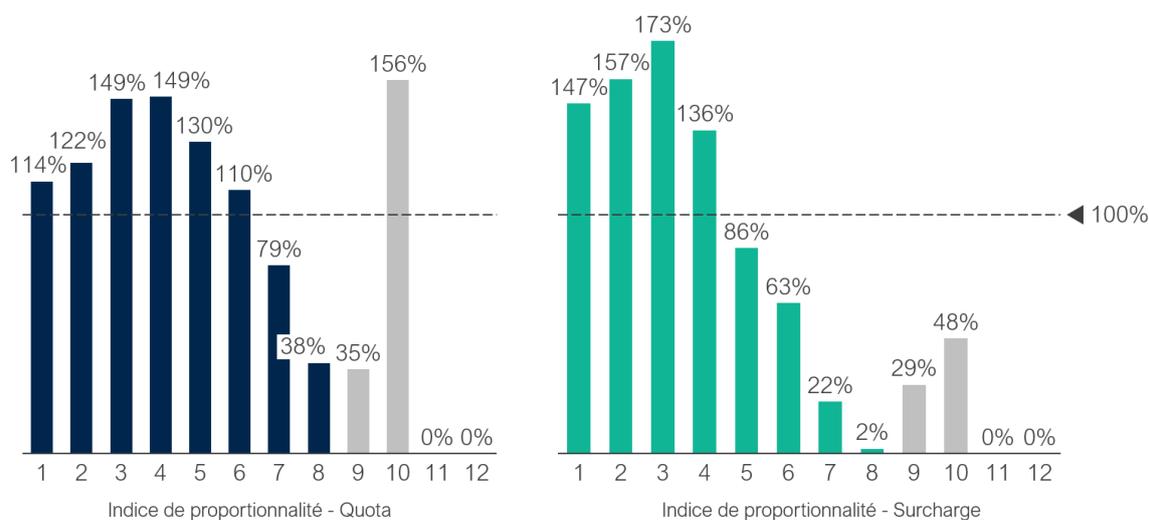
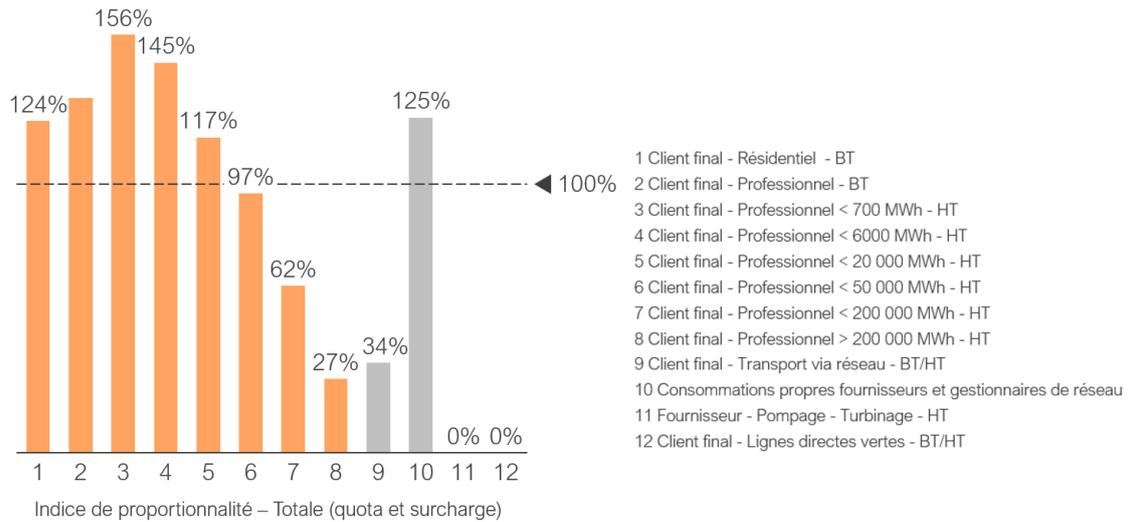


Figure 33 : Indices de proportionnalité sur base de la facture relative à la commodity (2021)



5. Graphiques de proportionnalité

Les deux figures suivantes comparent la part de la consommation de chaque catégorie à la part de leur contribution financière au mécanisme des CV (quota) et à la surcharge, séparément. La figure qui reprend la contribution totale au mécanisme de chaque catégorie (quota et surcharge) se retrouve dans le corps du rapport (Figure 26).

Figure 34 : Graphique de proportionnalité 1.1. (consommation vs. contribution quota) en 2021

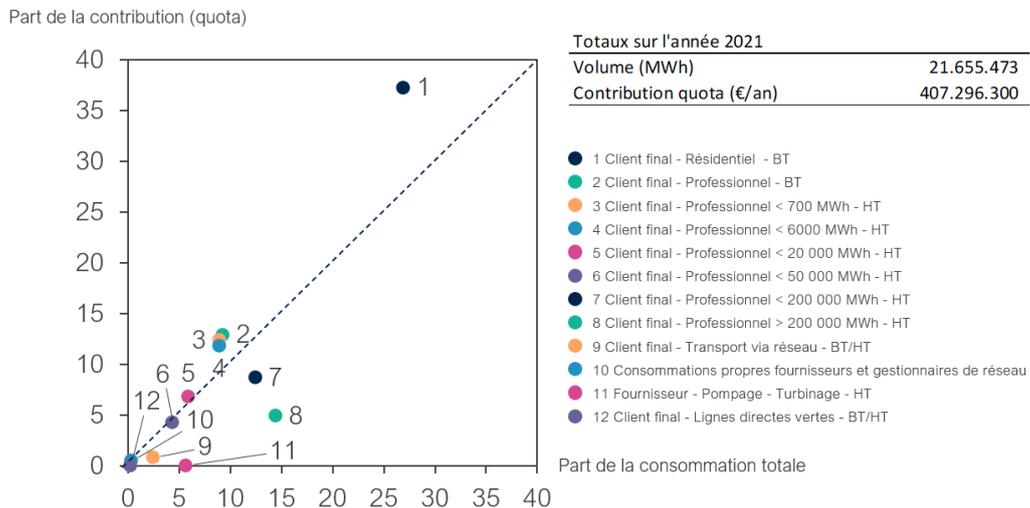
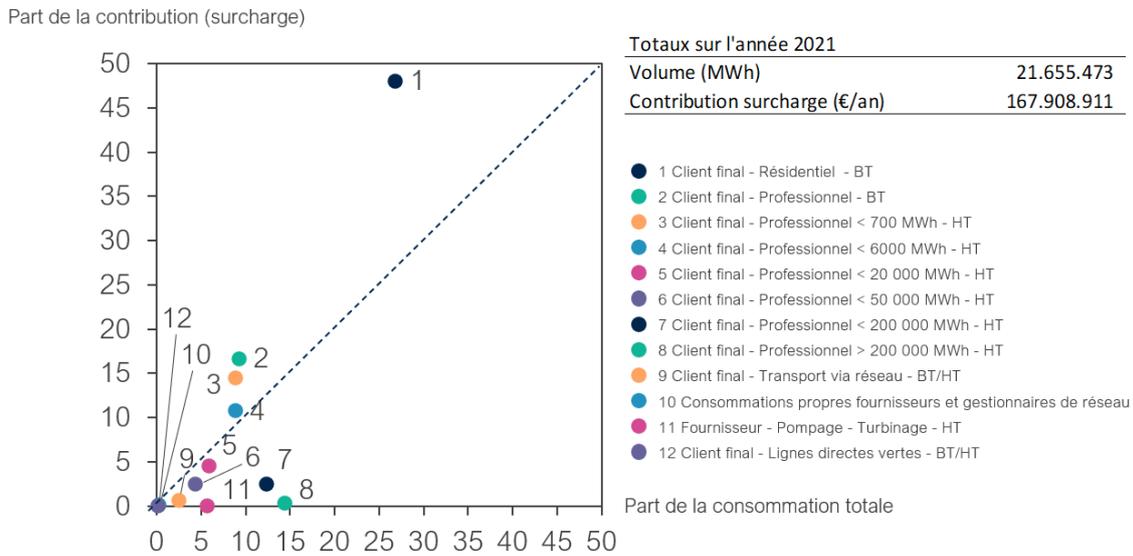


Figure 35 : Graphique de proportionnalité 1.2. (consommation vs. contribution surcharge) en 2021



En complément de l'analyse avec la consommation en MWh comme base de calcul, on peut utiliser la valeur de la consommation en EUR, soit la facture d'électricité correspondante à la consommation de la catégorie. Les graphiques de la Figure 36 à la Figure 38 en annexe permettent de comparer la part de la contribution au financement à la part de la facture relative à la commodité de chaque catégorie. Les graphiques de la Figure 39 à la Figure 41 comparent la part de la contribution à la part de la facture totale.

SUR BASE DE LA FACTURE (COMMODITÉ)

Figure 36 : Graphique de proportionnalité 2.1. (facture commodité vs. contribution quota) en 2021

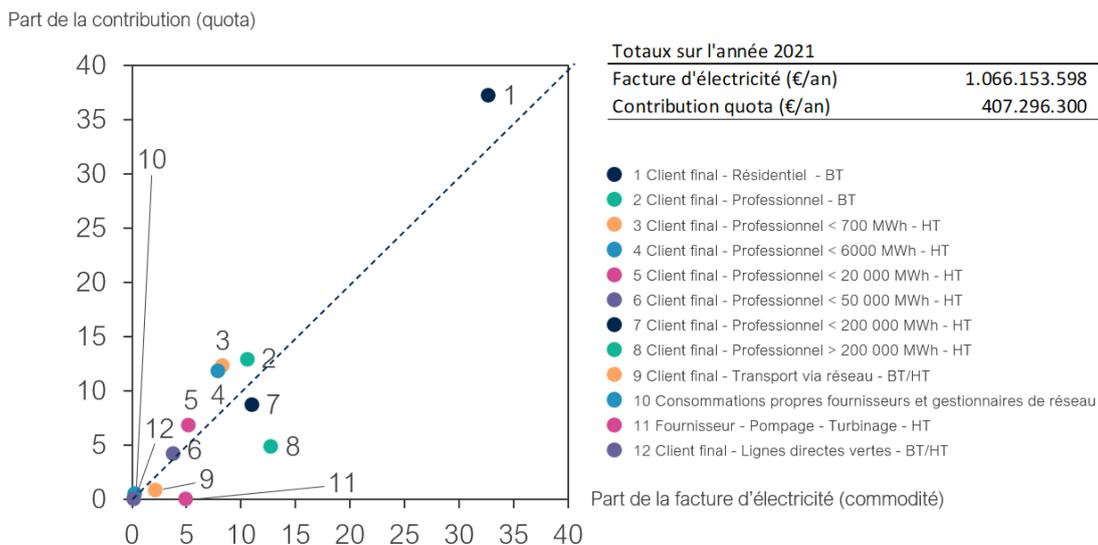
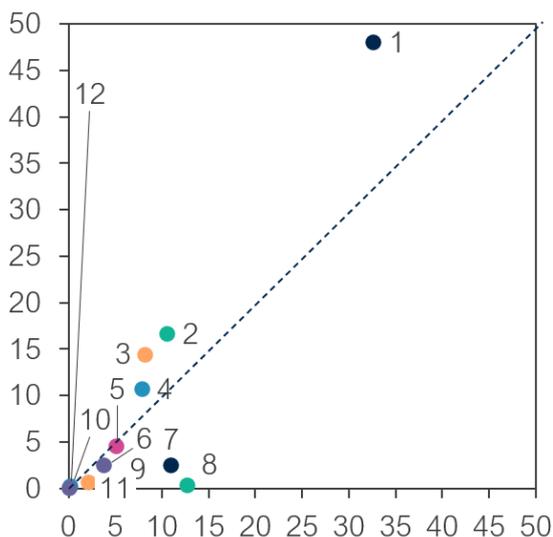


Figure 37 : Graphique de proportionnalité 2.2. (facture commodité vs. contribution surcharge) en 2021

Part de la contribution (surcharge)



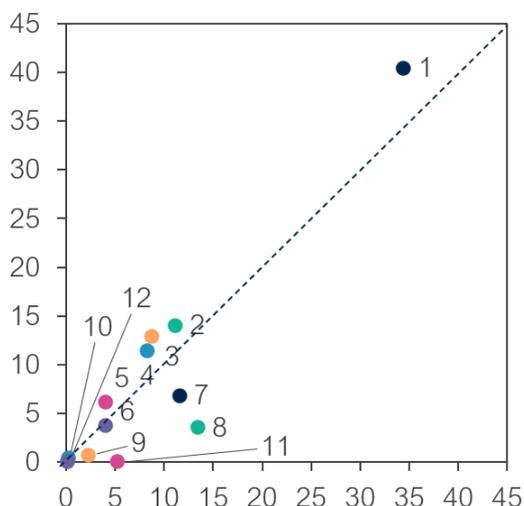
Totaux sur l'année 2021	
Facture d'électricité (€/an)	1.066.153.598
Contribution surcharge (€/an)	167.908.911

- 1 Client final - Résidentiel - BT
- 2 Client final - Professionnel - BT
- 3 Client final - Professionnel < 700 MWh - HT
- 4 Client final - Professionnel < 6000 MWh - HT
- 5 Client final - Professionnel < 20 000 MWh - HT
- 6 Client final - Professionnel < 50 000 MWh - HT
- 7 Client final - Professionnel < 200 000 MWh - HT
- 8 Client final - Professionnel > 200 000 MWh - HT
- 9 Client final - Transport via réseau - BT/HT
- 10 Consommations propres fournisseurs et gestionnaires de réseau
- 11 Fournisseur - Pompage - Turbinage - HT
- 12 Client final - Lignes directes vertes - BT/HT

Part de la facture d'électricité (commodité)

Figure 38 : Graphique de proportionnalité 2.3. (facture commodité vs. contribution totale) en 2021

Part de la contribution totale (quota et surcharge)



Totaux sur l'année 2021	
Facture d'électricité (€/an)	1.066.153.598
Contribution totale (€/an)	575.205.210

- 1 Client final - Résidentiel - BT
- 2 Client final - Professionnel - BT
- 3 Client final - Professionnel < 700 MWh - HT
- 4 Client final - Professionnel < 6000 MWh - HT
- 5 Client final - Professionnel < 20 000 MWh - HT
- 6 Client final - Professionnel < 50 000 MWh - HT
- 7 Client final - Professionnel < 200 000 MWh - HT
- 8 Client final - Professionnel > 200 000 MWh - HT
- 9 Client final - Transport via réseau - BT/HT
- 10 Consommations propres fournisseurs et gestionnaires de réseau
- 11 Fournisseur - Pompage - Turbinage - HT
- 12 Client final - Lignes directes vertes - BT/HT

Part de la facture (commodité)

L'inégalité mesurée est plus faible lorsque la facture est prise comme base de comparaison plutôt que la consommation car les gros consommateurs font face à des prix moins élevés.

SUR BASE DE LA FACTURE (TOTALE)

Figure 39 : Graphique de proportionnalité 3.1. (facture vs. contribution quota) en 2021

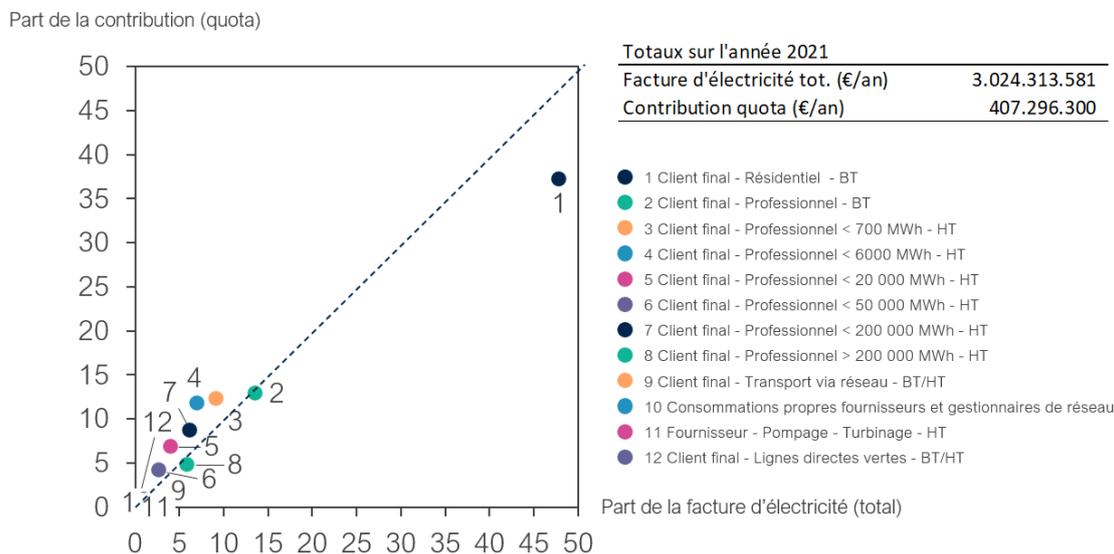


Figure 40 : Graphique de proportionnalité 3.2. (facture vs. contribution surcharge) en 2021

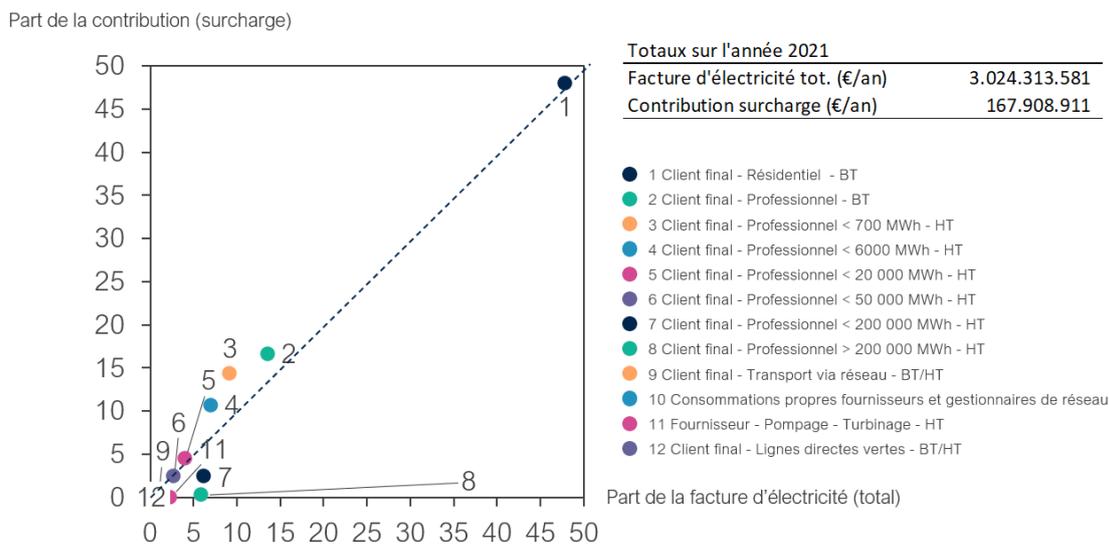
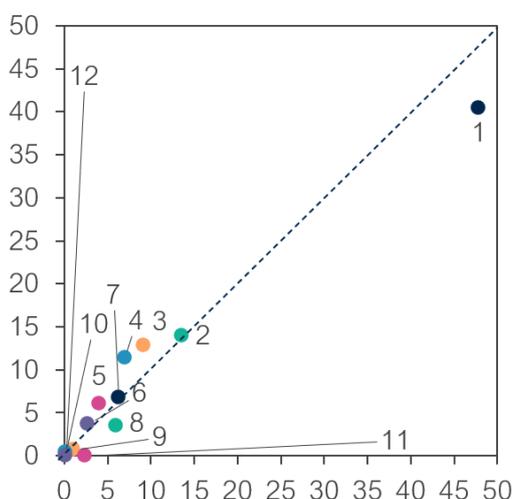


Figure 41 : Graphique de proportionnalité 3.3. (facture vs. contribution totale) en 2021

Part du financement quota et surcharge



Totaux sur l'année 2021

Facture d'électricité tot. (€/an)	3.024.313.581
Contribution totale (€/an)	575.205.210

- 1 Client final - Résidentiel - BT
- 2 Client final - Professionnel - BT
- 3 Client final - Professionnel < 700 MWh - HT
- 4 Client final - Professionnel < 6000 MWh - HT
- 5 Client final - Professionnel < 20 000 MWh - HT
- 6 Client final - Professionnel < 50 000 MWh - HT
- 7 Client final - Professionnel < 200 000 MWh - HT
- 8 Client final - Professionnel > 200 000 MWh - HT
- 9 Client final - Transport via réseau - BT/HT
- 10 Consommations propres fournisseurs et gestionnaires de réseau
- 11 Fournisseur - Pompage - Turbinage - HT
- 12 Client final - Lignes directes vertes - BT/HT

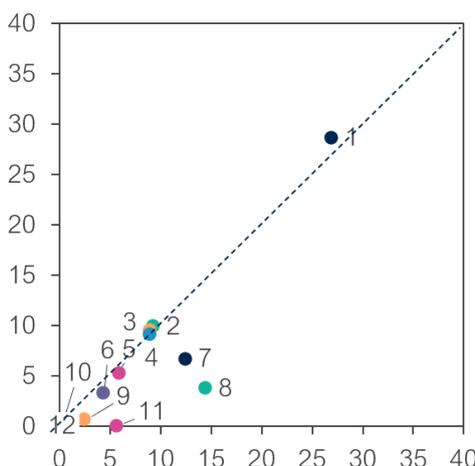
SUR BASE DE LA CONSOMMATION ET DE LA CONTRIBUTION NOMINALE

Au vu des réductions de quota et des exonérations de surcharge octroyées aux différentes catégories, la contribution totale effective au financement du mécanisme de soutien atteint 78% de la contribution nominale (77% pour la contribution liée aux quotas, 82% pour la contribution liée à la surcharge).

Si la part de chaque catégorie était calculée par rapport à la contribution totale nominale (et non effective), le poids des réductions et exonérations de chaque catégorie n'impacte plus le positionnement des autres sur le graphique de proportionnalité.

Figure 42 : Graphique de proportionnalité 4.1. (consommation vs. contribution quota nominale) en 2021

Part de la contribution (quota) - contribution nominale



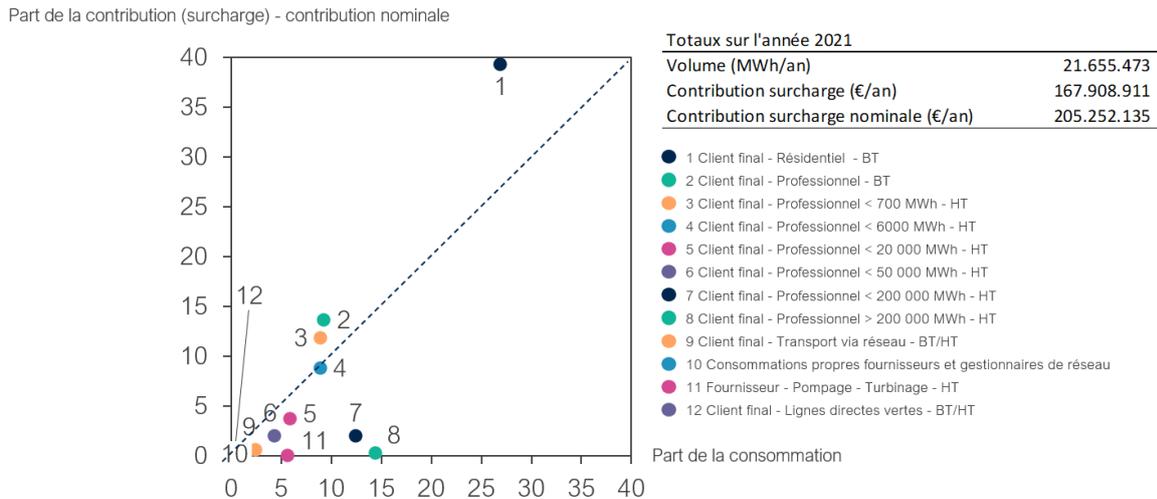
Totaux sur l'année 2021

Volume (MWh/an)	21.655.473
Contribution quota (€/an)	407.296.300
Contribution quota nominale (€/an)	529.669.187

- 1 Client final - Résidentiel - BT
- 2 Client final - Professionnel - BT
- 3 Client final - Professionnel < 700 MWh - HT
- 4 Client final - Professionnel < 6000 MWh - HT
- 5 Client final - Professionnel < 20 000 MWh - HT
- 6 Client final - Professionnel < 50 000 MWh - HT
- 7 Client final - Professionnel < 200 000 MWh - HT
- 8 Client final - Professionnel > 200 000 MWh - HT
- 9 Client final - Transport via réseau - BT/HT
- 10 Consommations propres fournisseurs et gestionnaires de réseau
- 11 Fournisseur - Pompage - Turbinage - HT
- 12 Client final - Lignes directes vertes - BT/HT

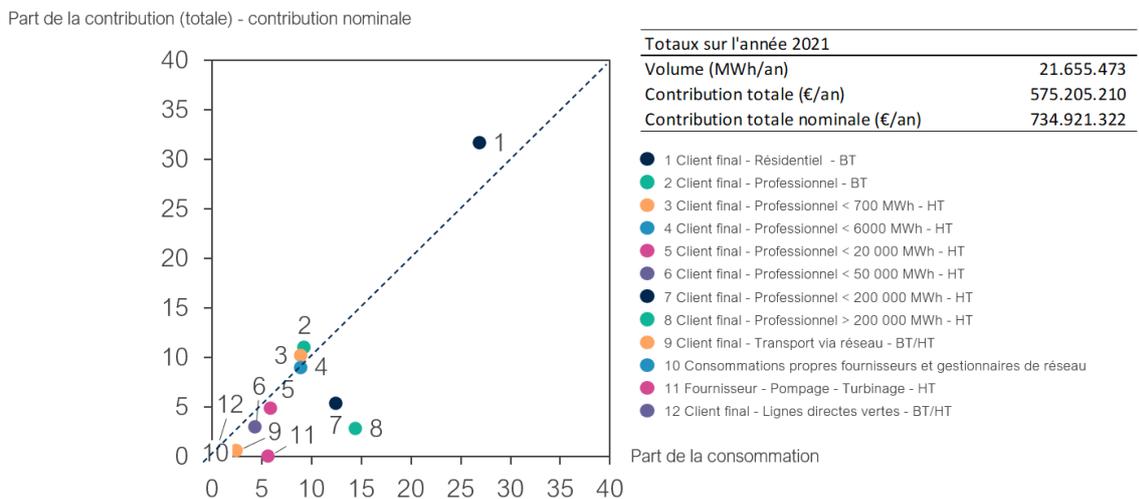
Remarques : la catégorie 1 ne se retrouve pas totalement sur la ligne de proportionnalité, à cause de la contribution nulle des catégories 11 et 12.

Figure 43 : Graphique de proportionnalité 4.1. (consommation vs. contribution surcharge nominale) en 2021



La différence de tarif surcharge entre les catégories en fonction du raccordement (réseau de distribution ou de transport local) et la contribution nulle des catégories 11 et 12 impliquent que les catégories n'ayant aucune exonération ne se retrouve pas sur la ligne de proportionnalité parfaite.

Figure 44 : Graphique de proportionnalité 4.1. (facture vs. contribution totale nominale) en 2021



De même, l'indice de proportionnalité peut se calculer en fonction du total de la contribution nominale. Ainsi, la part de la contribution est le ratio entre la contribution effective de la catégorie et la contribution totale nominale.

Figure 45 : Indice de proportionnalité sur base de la consommation et de la contribution nominale en EUR (2021)

Catégorie	Indice effectif vs. Équitable		
	Quota	Surcharge	Total
1 Client final - Résidentiel - BT	106%	146%	117%
2 Client final - Professionnel - BT	106%	146%	117%
3 Client final - Professionnel < 700 MWh - HT	106%	132%	113%
4 Client final - Professionnel < 6000 MWh - HT	101%	98%	101%
5 Client final - Professionnel < 20 000 MWh - HT	89%	62%	81%
6 Client final - Professionnel < 50 000 MWh - HT	75%	46%	67%
7 Client final - Professionnel < 200 000 MWh - HT	54%	16%	43%
8 Client final - Professionnel > 200 000 MWh - HT	26%	1%	19%
9 Client final - Transport via réseau - BT/HT	24%	21%	23%
10 Consommations propres fournisseurs et gestionnaires de réseau	106%	35%	86%
11 Fournisseur - Pompage - Turbinage - HT	0%	0%	0%
12 Client final - Lignes directes vertes - BT/HT	0%	0%	0%

6. Courbes de Lorenz

Les deux graphiques suivants représentent les courbes de Lorenz, sur base de la consommation, avec pour focus la contribution au mécanisme de CV (quota) en Figure 46, et la contribution au mécanisme de la surcharge en Figure 47.

Figure 46 : Courbe de Lorenz sur base de la consommation (quota) en 2021

Part cumulée de la contribution (quota)

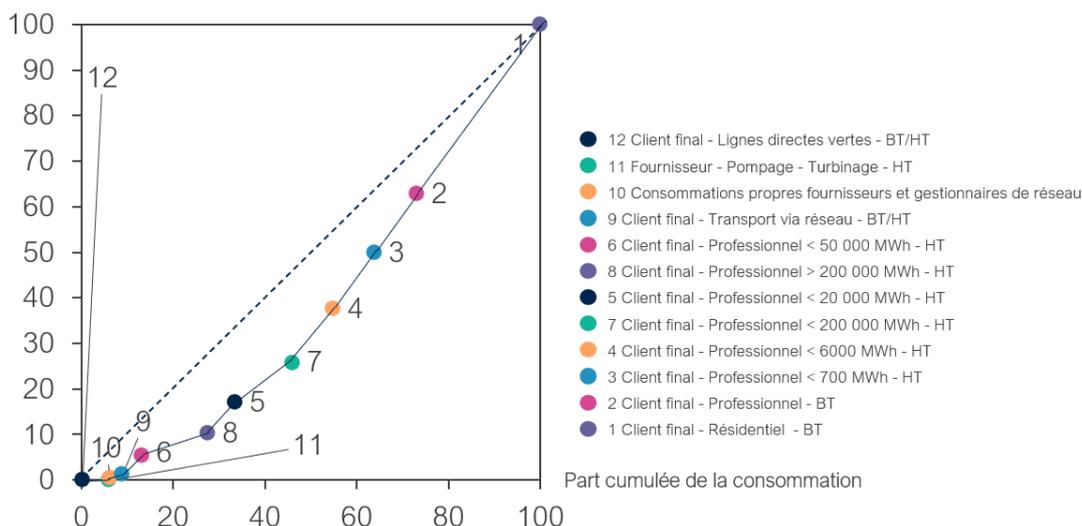
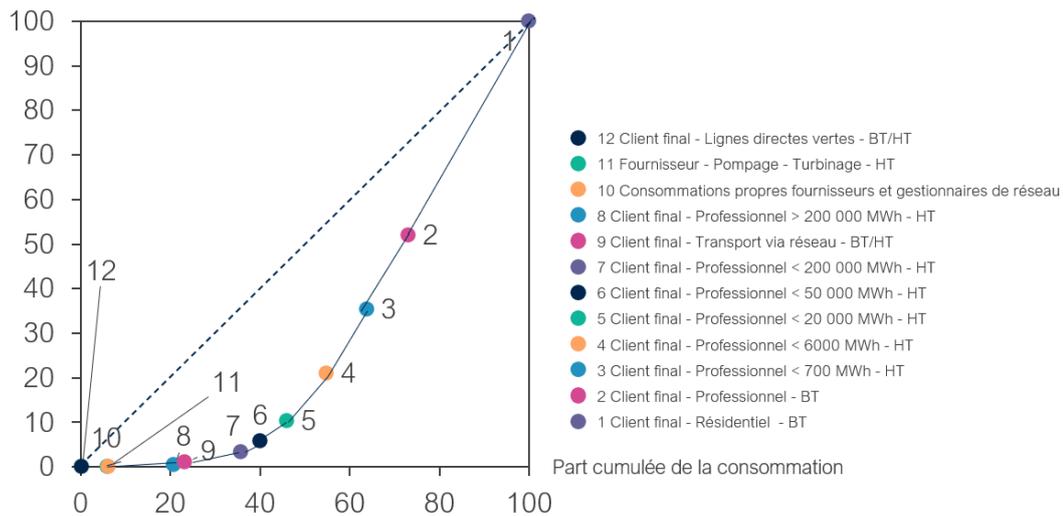


Figure 47 : Courbe de Lorenz sur base de la consommation (surcharge) en 2021

Part cumulée de la contribution (surcharge)



*

**

