

Date du document : 26/09/2022

ANALYSE

CD-22i26-CWaPE-0104

**DEMANDE D'ÉVALUATION EN MATIÈRE D'ÉVENTUELS SURPROFITS
RÉALISÉS PAR LES PRODUCTEURS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE,
FORMULÉE À LA SUITE DES DÉCISIONS PRISES PAR
LE GOUVERNEMENT WALLON LE 7 SEPTEMBRE 2022
DANS LE CONTEXTE DE LA CRISE DES PRIX DE L'ÉNERGIE**

*Rendue en application de l'article 43 bis, § 1^{er}, alinéa 2 du décret du 12 avril 2001
relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité*

Table des matières

1.	OBJET	3
2.	COMMENTAIRE INTRODUCTIF.....	4
3.	ANALYSE RELATIVE AUX ÉVENTUELS EXCÉDENTS EXCEPTIONNELS DES PRODUCTEURS D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE	5
3.1.	<i>Destination de la production</i>	5
3.2.	<i>Adaptation du soutien</i>	5
3.3.	<i>Filières de production</i>	6
3.4.	<i>Contrat de vente</i>	7
3.5.	<i>Situation conjoncturelle</i>	8
4.	CONCLUSIONS.....	9

1. OBJET

Par courrier daté du 12 septembre 2022 dont une copie avancée a été reçue le 14 septembre 2022 par courriel, le Cabinet du Ministre wallon de l'Énergie a demandé à la CWaPE, à la suite de la décision du Gouvernement relative à la crise des prix de l'énergie, prise le 7 septembre 2022 :

« d'établir avant le 21 septembre prochain :

- Un rapport d'évaluation des soldes régulateurs des GRD. Il s'agit d'envisager si ces derniers peuvent être intégrés dans les tarifs de distribution 2023 en faveur des utilisateurs des réseaux de distribution, ou si des bonis accumulés par les gestionnaires de réseau de distribution dans le courant de la période tarifaire actuelle, pourraient être ristournés aux utilisateurs de réseaux de distribution concernés à travers les tarifs de distribution de l'année 2023. La hauteur de ces bonis et soldes, ainsi que les pistes possibles pour atteindre les objectifs précités devront être précisées par la CWaPE ;*
- Une analyse permettant de déterminer si les producteurs d'électricité renouvelable, au-dessus d'un seuil de production restant à définir, bénéficient d'excédents exceptionnels et de les comparer avec d'autres types de production ;*
- Une analyse de la faisabilité d'une réduction de la surcharge ELIA, et de ses conséquences, et de lui en faire rapport. »*

Par courrier du 14 septembre 2022, la CWaPE a demandé au Ministre de l'Énergie de pouvoir bénéficier d'un délai de 15 jours pour remettre ces analyses, compte tenu des informations à recueillir auprès des divers acteurs externes.

2. COMMENTAIRE INTRODUCTIF

La CWaPE n'étant plus en charge de la promotion des énergies renouvelables depuis le transfert de cette matière vers le SPW Energie, elle a été amenée à se tourner vers le SPW Energie afin de recueillir un maximum d'informations utiles, notamment sur les coûts moyens de production par filière et les niveaux de soutien par filière.

Elle a également consulté différents acteurs à même de lui fournir les informations pertinentes et nécessaires en vue de réaliser l'analyse la plus étayée possible. Parmi ceux-ci, l'asbl EDORA, la FEBEG ainsi que plusieurs producteurs ont exprimé de manière argumentée leur point de vue au sujet de la problématique des « surprofits », en détaillant plus particulièrement les prix de vente de l'énergie produite qui sont pratiqués par les producteurs d'énergie renouvelable : stratégies de vente, spécificités des différentes filières, adéquation des mécanismes d'ajustement du soutien (facteur Rho...), etc. La CWaPE tient à les remercier ainsi que le SPW Energie pour leur réactivité et le partage d'informations sans lequel cette analyse n'aurait pas pu être menée.

La CWaPE tient par ailleurs à souligner que le délai imparti ne lui a pas permis de réaliser une analyse approfondie de la situation financière des producteurs d'énergie renouvelable en Région wallonne. Une telle analyse nécessiterait en effet de pouvoir y consacrer du temps et des ressources alliant connaissances techniques, économiques et financières liées directement au marché de l'énergie.

En marge de cet avis dont le périmètre a été fixé sur les producteurs d'énergie renouvelable, vu la complexité du système relatif aux marchés de l'électricité et afin d'obtenir une vue holistique, la CWaPE suggère d'étendre l'analyse quant aux éventuels surprofits à l'ensemble des intervenants sur le marché de l'électricité, à savoir les fournisseurs, les intermédiaires, les *traders* actifs sur les bourses d'échange, etc., ainsi que d'étudier les effets du marché européen sur le marché belge étant donné le mécanisme de fixation du prix de l'électricité au niveau européen suivant le principe du « *merit order* » selon lequel le prix de l'électricité est fixé en fonction du coût de production de la dernière centrale de production activée afin qu'à tout instant la demande en électricité soit couverte pour une offre suffisante. En effet, le marché européen a fait et fait toujours face à des éléments conjoncturels impactant fortement les possibilités d'équilibrage et amenant subséquentement une forte volatilité sur les marchés : la guerre en Ukraine et l'approvisionnement en gaz, la sécheresse provoquant d'une part, une baisse de la production hydroélectrique et nucléaire (problématique du refroidissement des réacteurs) et d'autre part, une perturbation quant à l'acheminement par les voies navigables de certains combustibles. Partant, il pourrait être pertinent d'étendre cette analyse aux producteurs de gaz, publics (Etats) ou privés (majors) et à leurs intermédiaires, qui sont d'une certaine façon à l'origine de la hausse des prix.

3. ANALYSE RELATIVE AUX ÉVENTUELS EXCÉDENTS EXCEPTIONNELS DES PRODUCTEURS D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE

La hausse des prix de l'électricité sur les marchés et la répercussion de celle-ci sur la facture des clients finals a amené la question d'éventuels surprofits dans le chef des producteurs. La CWaPE présente *infra* une série d'éléments à prendre en considération dans l'analyse à mener. Vu la brièveté du délai dans lequel la CWaPE est amenée à remettre cette analyse au Cabinet du Ministre, celle-ci se limite donc aux producteurs d'électricité renouvelables wallons. La CWaPE se tient par ailleurs à la disposition du Cabinet du Ministre pour approfondir cette analyse, dans la limite de ses ressources et compétences.

3.1. Destination de la production

Les producteurs d'électricité renouvelable actifs en Région wallonne n'ont pas tous la même utilisation de leur production. Il convient en effet de distinguer les autoproducteurs, produisant de l'électricité principalement pour leur propre usage et dont l'objectif premier n'est pas de maximiser les revenus tirés de leur surplus injecté sur le réseau, des producteurs qui injectent la totalité de leur production en vue de la vendre sur le marché. Parmi ceux-ci, il y a lieu de distinguer également les producteurs « indépendants » des grands groupes cumulant les métiers de producteurs et de fournisseurs.

La CWaPE est d'avis que les autoproducteurs ne réalisent pas de surprofits avec la hausse des prix de l'électricité sur le marché en ce sens que leur propre production leur évite de devoir prélever sur le réseau de l'électricité qui leur serait facturée par un fournisseur. Il s'agit donc plus de coûts évités. Dans le contexte actuel, leur autoproduction leur permet donc de réaliser une économie certes plus grande mais sans que cela ne représente toutefois un surprofit supporté par la collectivité. Ces autoproducteurs sont par ailleurs soumis, comme n'importe quel client final, à la hausse des prix pour les volumes éventuellement non couverts par leur propre production, et qu'ils doivent acheter sur le marché.

Les producteurs injectant la totalité de leur production sur le réseau en vue de la vendre développent quant à eux des stratégies spécifiques afin de maximiser les revenus tirés de cette vente. Toutefois, ces stratégies spécifiques s'inscrivent suivant une situation normale de marché à plus ou moins long terme. Les éventuels profits exceptionnels générés par la hausse conjoncturelle des prix sur le marché sont donc d'une part, *a priori*, temporaires, et d'autre part, liés à la stratégie commerciale mise en œuvre et propre à chaque producteur. L'analyse relative aux stratégies de vente sera davantage détaillée au point *infra* concernant les contrats de vente.

3.2. Adaptation du soutien

Conformément à l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération (ci-après « AGW-PEV »), les installations d'une puissance supérieure à 10 kW bénéficiant du régime de réservation des certificats verts, dont le taux d'octroi dépend d'un coefficient économique k_{ECO} , et issues des filières photovoltaïque, hydraulique et éolienne (filiales sans intrants), sont soumises à un mécanisme d'ajustement du niveau de soutien octroyé.

Ce mécanisme d'ajustement du niveau de soutien est mis en œuvre lorsqu'il est constaté une variation de plus de 10% des prix de l'électricité sur le marché par rapport aux prix retenus initialement pour déterminer le taux d'octroi à accorder aux producteurs concernés. Il consiste en l'application d'un facteur correcteur « rho » au taux d'octroi de certificats verts initialement accordé au producteur au moment de la réservation des certificats verts pour son projet.

Il est cependant important de noter que le facteur « rho » s'applique actuellement avec un an de décalage par rapport aux prix observés sur le marché et que de ce fait l'émergence de prix élevés de l'électricité ne seront pris en compte qu'à la prochaine mise à jour du facteur « rho ».

Le facteur correcteur « rho » permet donc de corriger, a posteriori, le niveau de soutien accordé au producteur afin de lui garantir une rentabilité déterminée et maîtrisée. Cette correction est réalisée sur base d'hypothèses prises avant la construction du site de production, le coefficient économique k_{ECO} étant fixé au moment de la réservation des certificats verts en fonction de critères préalablement définis et ne prenant pas en compte les coûts et les revenus spécifiques au site de production.

Ce mécanisme d'ajustement permet donc de maîtriser le soutien octroyé et limite les profits des producteurs. Il se limite toutefois à réguler le taux d'octroi de certificats verts et ne permettrait pas de « récupérer » un profit allant au-delà du soutien accordé (pas de taux d'octroi de certificats verts négatif). L'application du facteur correcteur « rho » manque par ailleurs également de souplesse dans ses modalités de mise en œuvre et son champ d'application ne concerne pas les filières avec combustible, ni les sites « ancien régime » (avant 2014).

A ce titre, il convient de noter que la révision du mécanisme de soutien actuellement en cours, basant le calcul des taux d'octroi de certificats verts sur le coût de production moyen actualisé (méthodologie CPMA) et validée en 2^{ème} lecture au Gouvernement wallon en juillet 2022, prévoit que chaque producteur qui bénéficiera de soutien via les certificats verts sous cette nouvelle méthodologie devra renseigner à l'Administration ses contrats d'énergie. Sur cette base l'Administration sera en mesure de corriger annuellement le taux d'octroi de certificats verts pour chaque site de production, quelle que soit la filière de production, en fonction de ses coûts réels de production et de ses revenus.

3.3. Filières de production

Les multiples filières de production présentent des réalités techniques, économiques et financières différentes qu'il convient d'appréhender distinctement. Suite aux diverses contributions recueillies, la CWaPE a pu constater qu'au sein d'une même filière de production il existe également, entre les producteurs, des contraintes et relations contractuelles variables impactant fortement et de manière différenciée les coûts de production et les revenus.

Les filières sans intrants, à savoir les filières photovoltaïque, hydraulique et éolienne, par nature intermittentes, dépendent de facteurs climatiques et présentent dès lors des performances pouvant fortement varier en fonction des conditions locales (ensoleillement, niveau des cours d'eau, régime venteux). D'un site de production à l'autre, le niveau de production peut par conséquent significativement varier. Il est important de noter que les années 2021 et 2022 ont rencontré des conditions météorologiques entraînant un faible niveau de vent, de l'ordre de 10 à 15% inférieur à la norme impactant à la baisse les volumes de production de la filière éolienne. La sécheresse a quant à elle également impacté à la baisse les volumes de production de la filière hydraulique. Cette baisse de production a par ailleurs eu un impact financier défavorable pour ces producteurs qui ont dû combler ce manque de production par des achats sur le marché aux prix en vigueur pour livrer leurs clients selon les termes contractuels (voir *infra*).

Ensuite, concernant les filières à intrants (biomasse, biogaz, cogénération fossile), chaque site présente des différences notables en termes d'infrastructures, de dimensionnement et de technicité, amenant à des investissements, des frais de maintenance, ou des frais de combustibles très variables d'un site à l'autre. Ces coûts opérationnels et les achats d'intrants suivent a minima l'inflation et peuvent dans certains cas, augmenter significativement¹ et éventuellement dépasser les revenus tirés de la vente d'électricité et de l'octroi du soutien.

En conséquence, il convient d'éviter les généralités entre les filières ainsi qu'au sein d'une même filière de production et une analyse au cas par cas est sans doute nécessaire.

3.4. Contrat de vente

Les éventuels surprofits réalisés par les producteurs d'électricité renouvelable sont tirés de la vente sur le marché de l'électricité injectée sur le réseau. L'ampleur de ces profits dépend des stratégies de vente mises en œuvre par les producteurs qui sont guidées par l'appétence ou non au risque. Chaque producteur va ainsi développer sa propre politique de *hedging*, consistant à se couvrir, à se protéger contre le risque de variation des prix. Cette politique de gestion va impacter les résultats financiers et l'exposition aux prix de marché pour un producteur, et donc la possibilité de capter d'éventuels surprofits va donc dépendre de ses choix en termes de *hedging*.

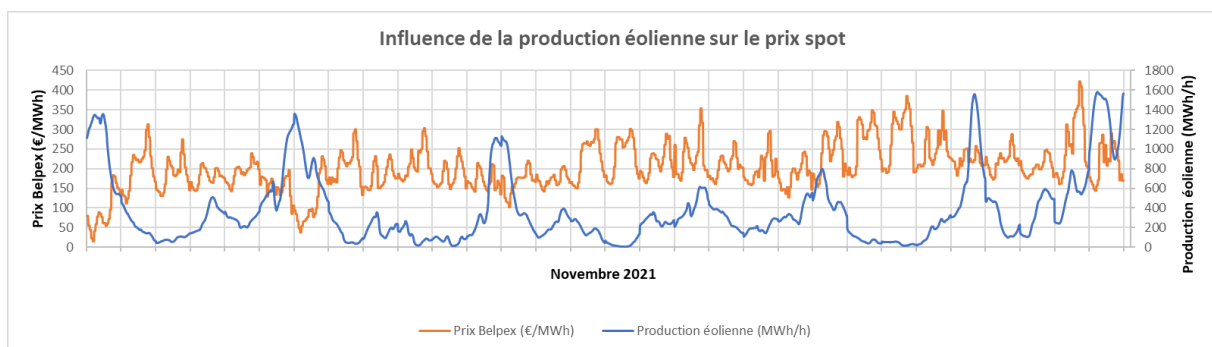
Sur la base des informations recueillies, la CWaPE constate que les stratégies de vente de l'énergie sont, pour beaucoup, des stratégies long terme avec comme objectif de sécuriser les investissements et de garantir une stabilité relative aux parties, amenant à la conclusion de contrat négociés plusieurs années à l'avance (2 à 3 ans). Une grande partie de l'électricité générée par les installations de production renouvelables est en effet commercialisée via des *Power Purchase Agreements* (PPA). Les PPA sont des contrats à long terme, où le prix de vente de l'électricité est basé sur le prix des marchés à terme. Le prix que les parcs éoliens, par exemple, reçoivent pour l'électricité produite aujourd'hui, est donc déterminé dans le passé, au prix de marché du marché à long terme lors de la conclusion du contrat, prix dès lors nettement inférieur au prix actuellement observé sur le marché court terme (marché spot). Parce que l'électricité produite est vendue à des prix qui étaient fixés dans le passé, les revenus sont déjà fixés et les producteurs d'électricité renouvelable ne font pas, aujourd'hui, de profit supplémentaire pour le volume couvert par le contrat.

Par ailleurs, en fonction du type de PPA contracté, le producteur va devoir garantir un certain volume de livraison déterminé à son client, amenant le versement aux acheteurs d'un dépôt de sécurité ou d'une marge, appelé *margin call*, au cas où le producteur ne pourrait pas livrer. En cas de production déficitaire par rapport au volume contractualisé, il doit combler la différence en achetant l'électricité manquante sur le marché court terme aux prix en vigueur. A contrario, il peut revendre l'électricité excédentaire sur ce même marché. Ce sont donc les conditions contractuelles de ventes de l'énergie produite qui déterminent la partie de cette énergie qui est effectivement exposée aux variations de prix de marché et peut entraîner des rendements plus ou moins élevés que prévu. Vu le prix de l'électricité actuel sur les marchés, les producteurs doivent faire face à un coût à couvrir qui est bien plus important que précédemment. Tant que le marché global n'était pas dérégulé, ce critère lié au volume pouvait être rangé dans les risques industriels qui étaient globalement compensés au niveau du portefeuille de projets d'un producteur. Mais aujourd'hui, la différence de prix par MWh doit inévitablement être prise en compte dans la politique de *hedging*.

¹ A titre d'exemples, le prix du blé est passé de 205 EUR/t en juillet 2021 à 385 EUR/t en juin 2022 et le bois B est passé d'un prix négatif à environ 45 EUR/t.

Les prix élevés que nous connaissons actuellement sur les marchés ont donc également un impact sur les prix de vente futurs. D'une manière générale, on pourrait conclure que les revenus de ces parcs vont augmenter à l'avenir. Cependant, il faut tenir compte premièrement, du facteur correcteur « rho » qui va ajuster le niveau de soutien en fonction de l'évolution des prix sur le marché (voir *supra*) et deuxièmement, prendre compte le fait que les parcs qui ne sont pas soumis au facteur correcteur « rho » ont été développés dans le passé dans des conditions économiques qui prévoyaient des prix sur les marchés de l'électricité supérieur à ce qu'ils ont effectivement été ces dernières années. Il reste donc important de regarder ces unités de production en tenant compte des conditions prévalentes au cours de leur existence et pas uniquement au regard des conditions actuelles.

Enfin, il convient de relever qu'une décote importante (de l'ordre de 20% pour l'éolien et de 30% pour le photovoltaïque) est appliquée sur les prix de vente de l'électricité des filières intermittentes. Le prix sur le marché spot subit également les effets dits de « cannibalisation », amenant à une baisse du prix lorsque la production est importante.



3.5. Situation conjoncturelle

La CWaPE souhaite attirer l'attention sur le caractère conjoncturel de la crise énergétique actuelle, la hausse des prix sur les marchés de l'électricité étant la résultante du prix élevé du gaz en raison de la baisse d'approvisionnement conséquemment à la guerre en Ukraine, la faible disponibilité du parc nucléaire en France (maintenances) et la sécheresse qui a soutenu la demande de climatisation/refroidissement et limité la production électrique hydraulique et nucléaire.

Avant de prendre des mesures pour limiter d'éventuels surprofits réalisés par les producteurs d'électricité renouvelable, il convient d'analyser les business plans complets de ceux-ci, et ce afin de prendre en compte la réalité économique des projets sur l'entièreté de leur durée de mise en œuvre. Il convient en effet de considérer les éventuelles pertes réalisées dans le passé, la performance de chaque site de production pouvant fortement varier en fonction des conditions intrinsèques dont notamment les conditions climatiques variant d'une année à l'autre et pouvant présenter des disparités locales. Les montages juridiques doivent également être analysés, la couverture de risque associée à un projet pouvant être supportée au niveau du portefeuille global d'un producteur multisite, voire au sein d'un même groupe et donc par une entité juridique distincte, ce qui fait sens dans le cadre d'investissements conséquents.

La crise que nous traversons est temporaire et il faut rester attentif au fait que des mesures non correctement calibrées pourraient mettre à mal la rentabilité des sites de production renouvelable au risque de voir certains producteurs décider de cesser leur activité de production.

4. CONCLUSIONS

Suite à l'analyse qu'elle a pu réaliser, étayée par les contributions reçues du SPW Energie, d'EDORA, de la FEBEG et d'acteurs du secteur, la CWaPE n'est pas en mesure de conclure à l'existence d'éventuels surprofits réalisés par les producteurs d'électricité renouvelable dans le cadre de la crise énergétique conjoncturelle et de la hausse des prix de l'électricité sur le marché court terme.

Toutefois, le délai imparti étant extrêmement court, la CWaPE n'a pas été en mesure d'étayer davantage son avis alors qu'au vu des situations spécifiques à chaque site de production, une analyse au cas par cas est sans doute nécessaire pour déterminer leur situation précise et évaluer les éventuels surprofits réalisés, se basant sur le profit réel et tenant compte des spécificités intrinsèques des structures.

La CWaPE réitère également son avis suivant lequel une analyse holistique du marché de l'électricité et de tous les acteurs qui y sont actifs est indispensable. D'une part car certains acteurs réalisent différentes activités liées au marché de l'électricité, parfois sous la même entité juridique ou dans un groupe, et d'autre part car il semble cohérent de rendre performant et résilient le système dans son ensemble. En ce sens, une étude analysant la situation des fournisseurs, des intermédiaires, des *traders* actifs sur les bourses d'échange, etc., ainsi que les effets du marché européen et des acteurs étrangers, tels que les exportateurs de gaz, mériterait d'être menée. A ce sujet, la CWaPE renvoie entre autres aux récentes publications de l'European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), dont le rapport relatif à la conception du marché de gros de l'électricité de l'UE² établi en avril 2022. Elle rappelle également que nombre de ces thématiques, plutôt liées au marché de gros, relève plutôt des autorités fédérales et européennes.

Ensuite, étant donné la complexité de la matière, il convient d'évaluer le risque de provoquer un choc systémique en prenant des mesures pouvant fortement impacter les seuls producteurs établis en Région wallonne. L'attention devra être particulièrement portée sur le risque de double taxation, de discrimination entre les producteurs et sur les distorsions de concurrence qui peuvent découler de mesures spécifiques appliquées à certains acteurs. Celles-ci devront par ailleurs présenter un aspect temporaire, au regard de la raison pour laquelle elles sont établies, éviter dans tous les cas un effet rétroactif et être adaptées sur la base d'un suivi régulier afin de ne pas pénaliser les producteurs qui y seraient soumis une fois un retour à une situation de marché normalisée. Ces recommandations s'inscrivent dans le cadre du besoin de stabilité et de visibilité nécessaire en vue d'un développement efficace du secteur.

* *
*

²https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%27s%2520Final%2520Assessment%2520of%2520the%2520EU%2520Wholesale%2520Electricity%2520Market%2520Design.pdf