

*Date du document : 29/01/2021*

## **RAPPORT**

CD-21a29-CWaPE-0084

### **RAPPORT D'ÉVALUATION DE LA MISE EN ŒUVRE DES DISPOSITIONS DE L'ARRÊTÉ DU GOUVERNEMENT WALLON DU 10 NOVEMBRE 2016 RELATIF À L'ANALYSE COÛT-BÉNÉFICE ET AUX MODALITÉS DE CALCUL ET DE MISE EN ŒUVRE DE LA COMPENSATION FINANCIÈRE**

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

## Table des matières

1.	CARACTÉRISTIQUES DU RÉGIME ACTUEL DE RACCORDEMENT GARANTI AVEC ACCÈS FLEXIBLE .....	4
2.	SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DES ANALYSES COÛT-BÉNÉFICE .....	6
2.1.	<i>Remarque préalable</i> .....	6
2.2.	<i>Synthèse</i> .....	7
2.2.1.	Nombre de dossiers analysés .....	7
2.2.2.	Examen du caractère économiquement justifié des projets de renforcement du réseau .....	8
2.2.3.	Compensation financière .....	11
2.2.4.	Dichotomie capacité permanente/capacité flexible.....	12
3.	IMPACT DU CLEAN ENERGY PACKAGE SUR LE RÉGIME DE RACCORDEMENT AVEC ACCÈS FLEXIBLE .....	16
3.1.	<i>Règlement (UE) 2019/943</i> .....	16
3.2.	<i>Directive (UE) 2019/944</i> .....	19
4.	EVOLUTION ATTENDUE DES TEXTES LÉGAUX/RÉGLEMENTAIRES.....	25
4.1.	<i>Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité</i> .....	25
4.2.	<i>Arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière</i> .....	26
4.3.	<i>Communication de la CWaPE sur la méthodologie de calcul de l'analyse coût-bénéfice et les valeurs de référence applicables</i> .....	27
4.4.	<i>Communication de la CWaPE sur les formules de référence pour le calcul des composantes A, B et C de la compensation financière</i> .....	27
4.5.	<i>Prescription C8-03 relative à la méthodologie de détermination de la capacité d'injection permanente et/ou de la capacité d'injection flexible en région Wallonne</i> .....	27
4.6.	<i>Prescription C8-04 relative à la méthodologie de détermination du volume d'énergie non produit suite à une consigne de modulation par un gestionnaire de réseau</i> .....	27

### Index des tableaux

Tableau 1	Ordres effectifs de modulation et compensation financière .....	11
Tableau 2	Type de profils annuels de production par filière (Nbre d'h/an).....	20
Tableau 3	Profils (nbre h/an) utilisés dans l'exercice de simulation .....	21

### Index des figures

Figure 1	Nombre de postes concernés par des contraintes locales et/ou amont.....	7
Figure 2	Répartition des projets de renforcement du réseau .....	8
Figure 3	Coût d'investissement et énergie verte supplémentaire attendue.....	9
Figure 4	Répartition du volume d'énergie modulée par type de configuration de réseau (N ou N-1) .....	9
Figure 5	Impact de l'approche 5% sur le résultat des analyses coût-bénéfice.....	10
Figure 6	Répartition globale de la capacité d'injection octroyée (permanente ou flexible) .....	13
Figure 7	Répartition de la capacité d'injection octroyée aux raccordements sur les postes concernés par des projets économiquement justifiés .....	13
Figure 8	Besoins globaux des gestionnaires de réseaux en ressources flexibles et énergie modulable gratuite .....	15

Figure 9	Besoins des gestionnaires de réseaux en ressources flexibles et énergie modulable gratuite (postes concernés par des projets économiquement justifiés).....	15
Figure 10	Impact du profil « facteur k » et d'un niveau variable de mises en service sur le volume estimé d'énergie modulée (N et N-1).....	21
Figure 11	Impact du profil « facteur k » et d'un niveau variable de mises en service sur le volume estimé d'énergie modulée (N et N-1).....	24

## **1. CARACTÉRISTIQUES DU RÉGIME ACTUEL DE RACCORDEMENT GARANTI AVEC ACCÈS FLEXIBLE**

Le régime actuel de raccordement garanti avec accès flexible, tel qu'institué par les articles 25decies et 26 du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, ci-après désigné le décret, a été établi avec pour objectif de promouvoir, dans des conditions économiques acceptables, une meilleure intégration de la production décentralisée en Région wallonne. Il vise en particulier à mettre à disposition des producteurs les éléments du réseau redondants lorsque ceux-ci sont disponibles (situation N), c'est-à-dire dans des conditions dites normales de réseau. Toutefois, en cas de congestion, en situation N ou en situation N-1 (c'est-à-dire lorsqu'un élément du réseau manque et qu'il n'est plus possible de garantir cette capacité), le gestionnaire de réseau peut être appelé à moduler le producteur. Cette flexibilité est alors fournie moyennant une compensation financière lorsqu'elle est fournie au départ d'une capacité d'injection permanente, ou gratuite lorsqu'elle est fournie au départ d'une capacité d'injection flexible.

De manière schématique, ce régime se caractérise par :

- une garantie de raccordement pour le producteur ;
- un régime de compensation financière uniquement pour la capacité d'injection, dite permanente, qui peut être garantie au producteur dans des conditions normales du réseau, avant et, le cas échéant, après réalisation des investissements jugés économiquement justifiés ;
- au travers de la réalisation d'analyses coût-bénéfice, un régime réglementaire de vérification du caractère économiquement justifié des investissements réseaux nécessaires afin de réduire les limitations d'injection imposées par le gestionnaire de réseau dans le cadre de la gestion des congestions, avec pour obligation, dans le chef de celui-ci, de procéder dans des délais raisonnables aux investissements jugés économiquement justifiés.

Ce régime de raccordement a permis d'octroyer des conditions de raccordement à de multiples demandes de raccordement qui, sans celui-ci, auraient dû attendre un renforcement du réseau avant de recevoir une proposition de raccordement. En outre, grâce à une méthode de calcul de la capacité d'injection permanente tenant compte des profils de prélèvement et de production, soit une méthode tenant compte d'un effet de foisonnement, de nombreux producteurs se sont vu proposer un niveau de capacité d'injection permanente supérieur, voire nettement supérieur, à celui qu'ils auraient reçu avec une méthode de calcul tenant compte uniquement des puissances de raccordement. La CWaPE observe positivement que, dans un nombre majoritaire de cas, ces dossiers ont reçu exclusivement de la capacité d'injection permanente et n'ont donc pas dû faire l'objet d'une analyse coût-bénéfice.

La CWaPE estime dès lors que cette avancée législative constitue un premier pas important en vue d'intégrer, à des coûts d'investissement raisonnable, davantage de production d'électricité décentralisée dans le réseau wallon. Cependant, 3 années après l'entrée en vigueur de l'arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière (ci-après désigné l'AGW), la CWaPE observe que ce régime présente malgré tout un certain nombre de faiblesses qu'il conviendrait de palier si l'on veut qu'il puisse contribuer à une politique énergétique régionale ambitieuse et capable d'orienter la Région wallonne vers l'atteinte de ses objectifs en matière d'électricité verte.

Le présent document a donc pour objectif de présenter d'une part, les retours d'expérience de la CWaPE sur ce régime et d'autre part les recommandations de la CWaPE qui font suite à leur analyse.

Avant de rentrer dans ce détail, il est utile de préciser que :

- le Règlement européen (UE) 2019/943<sup>1</sup> et la directive (UE) 2019/944<sup>2</sup> contiennent également un certain nombre de dispositions de nature à impacter le régime de raccordement avec accès flexible. Cette évolution du cadre européen en la matière contribue naturellement à motiver une évolution du régime de raccordement avec accès flexible ;
- un certain nombre de documents complètent le dispositif de raccordement garanti avec accès flexible organisé par le décret et l'AGW. Ceux-ci sont susceptibles également d'évoluer afin de tenir compte des éventuelles adaptations du cadre décrétable en la matière.

Ces documents sont les suivants :

*1) Communication de la CWaPE sur la méthodologie de calcul de l'analyse coût-bénéfice et les valeurs de référence applicables*

La Communication CD-17f14-CWaPE-0018, publiée sur le site internet de la CWaPE, définit une série de valeurs de référence et par défaut permettant tant au gestionnaire de réseau à établir l'étude préalable qu'à la CWaPE d'établir l'analyse coût-bénéfice.

Parmi ces valeurs, il y a notamment lieu d'attirer l'attention sur le quotient « q », rapport entre un numérateur et un dénominateur établis en tenant compte des caractéristiques tant du réseau que du projet de production, et résultat de l'analyse coût-bénéfice.

De manière résumée, le projet est jugé économiquement justifié lorsque q est inférieur ou égal au paramètre  $C_{l,ref}$ . Celui-ci a été établi à 12 EUR/MWh.

Dans ce calcul, le numérateur reflète le coût d'investissement à prendre en compte. Conformément à l'art.23, §3, de l'AGW, le numérateur est notamment fonction de l'utilisation attendue du ou des investissements réseau concernés tant au-delà de la puissance faisant l'objet de la demande de raccordement ( $\delta_2$ ) qu'au terme de la durée de vie économique du projet de site de production d'électricité verte ( $\delta_1$ ).

Le dénominateur reflète quant à lui la production d'énergie verte supplémentaire que permet la réalisation du projet d'adaptation du réseau. Traditionnellement, il est calculé selon une méthode de calcul de l'énergie modulée analogue à celle établie dans la prescription Synergrid C8-04, approuvée par la CWaPE. Cependant, en présence d'un niveau élevé de modulation, la CWaPE estime que la rentabilité du projet de production est menacée. Dans ce cas de figure, la CWaPE considère que le dénominateur doit être établi en tenant compte de la production théorique attendue de l'unité de production, et non uniquement de l'énergie modulée.

---

<sup>1</sup> Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

<sup>2</sup> Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE.

*2) Communication de la CWaPE sur les formules de référence pour le calcul des composantes A, B et C de la compensation financière*

La communication CD-17121-CWaPE-0033, publiée sur le site internet de la CWaPE, définit les modalités de calcul des différentes composantes de la compensation financière.

*3) Prescription C8-03 relative à la méthodologie de détermination de la capacité d'injection permanente et/ou de la capacité d'injection flexible en région Wallonne*

La prescription C8-03, publiée sur le site de Synergrid, précise la manière avec laquelle, en tenant compte de la demande et des profils de prélèvement et d'injection sur le réseau, il peut être attribué de la capacité d'injection permanente et/ou flexible au demandeur.

En pratique, la prescription C8-03 a inspiré le développement d'une méthode de calcul de la production d'énergie verte supplémentaire à établir dans le cadre de l'analyse du caractère économiquement justifié d'un grand nombre de projets d'adaptation du réseau visant à octroyer une capacité d'injection permanente supplémentaire.

*4) Prescription C8-04 relative à la méthodologie de détermination du volume d'énergie non produit suite à une consigne de modulation par un gestionnaire de réseau*

La prescription C8-04, publiée sur le site de Synergrid, définit la méthode de calcul du volume d'énergie non produit à la suite d'une consigne de modulation par un gestionnaire de réseau. Ce volume d'énergie non produit sert de base au calcul de la compensation financière à octroyer, conformément au décret, au producteur à la suite d'une modulation du gestionnaire de réseau.

## **2. SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DES ANALYSES COÛT-BÉNÉFICE**

### **2.1. Remarque préalable**

Une analyse coût-bénéfice d'un projet de renforcement du réseau est menée par la CWaPE lorsqu'une demande de raccordement ne peut, compte tenu de la configuration du réseau, être entièrement satisfaite au moyen d'une capacité d'injection permanente. Cette analyse coût-bénéfice, qui est basée sur une ou plusieurs études préalables du ou des gestionnaires de réseaux concernés, constitue la principale source d'information de la CWaPE sur le régime de raccordement avec accès flexible.

La CWaPE attire toutefois l'attention sur le fait que cette source d'information comprend un certain nombre de biais qui rendent sa vue imparfaite sur un certain nombre d'aspects. Des hypothèses sont donc nécessaires et peuvent affecter le résultat. Nous citerons en particulier le fait que :

- cette source d'information ne s'active que lorsqu'une demande de raccordement ne peut être entièrement satisfaite. En clair, il ne fournit aucun éclairage sur l'ensemble des demandes de raccordement qui sont satisfaites par de la capacité d'injection permanente.
- Elle fournit une information qui tient compte de l'ensemble des demandes de raccordement en cours, en supposant par-là que celles-ci se traduiront par une mise en service des installations concernées ;

- Elle ne fournit aucune information sur la manière avec laquelle les propositions de raccordement qui ont fait suite à ces analyses coût-bénéfice ont débouché (ou vont déboucher) sur un raccordement concret des UPD<sup>3</sup>.

Le régime de rapportage organisé par l'article 28 de l'AGW est censé fournir une vue plus globale du raccordement des UPD. Ce rapportage, qui a connu son premier exercice en mars 2020, doit toutefois encore être approfondi lors des prochains exercices pour permettre d'offrir une vision plus concrète de l'impact de ce nouveau régime de raccordement et de son importance relative dans le paysage énergétique wallon.

## 2.2. Synthèse

La CWaPE souhaite ici dresser le bilan des analyses menées, et énoncer un certain nombre de messages clés, qui sous-tendent ses propositions d'amélioration.

### 2.2.1. Nombre de dossiers analysés

Entre juin 2018 (date de réception de la première étude préalable) et la mi-octobre 2020 (date de clôture des exercices pris en compte dans ces statistiques), 74 études préalables, correspondant à autant de demandes de raccordement ne pouvant être entièrement satisfaites, ont été réceptionnées par la CWaPE. Sur ces 74 études préalables, 72 avaient fait l'objet d'une analyse coût-bénéfice à la mi-octobre 2020.

ORES, qui a transmis 72 études préalables sur les 74 réceptionnées par la CWaPE, nous informe également que seulement 22% des demandes de raccordement d'UPD, ayant concerné 30% des postes de transformation HT/MT, ont dans les faits débouché sur l'octroi de capacité d'injection flexible et donc nécessité une étude préalable.

Les analyses coût-bénéfice menées par la CWaPE ont porté sur des projets de renforcement du réseau qui concernaient 28 postes de transformation. Le raccordement d'UPD sur ces postes problématiques soulève des risques de congestion en raison de contraintes locales et/ou situées en amont (ex : ligne Elia).

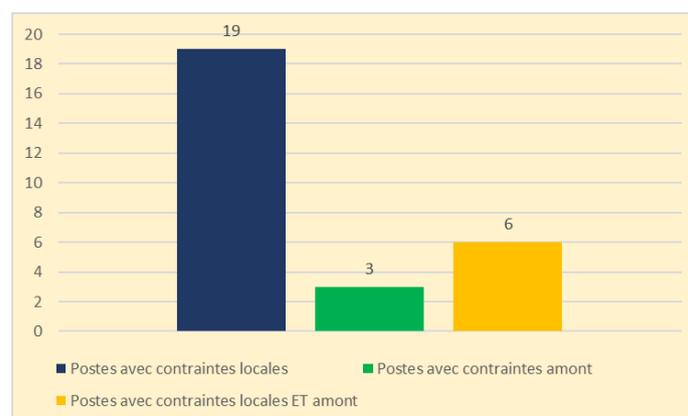


Figure 1 Nombre de postes concernés par des contraintes locales et/ou amont

<sup>3</sup> UPD, ou « unité de production décentralisée » : unité de production ou parc de production raccordées au réseau de distribution ou de transport local.

1<sup>er</sup> message : vu le nombre de dossiers examinés, les études préalables et les analyses coût-bénéfice génèrent un volume de travail important respectivement chez les gestionnaires de réseaux et la CWaPE. Ce volume de travail est également d'autant plus conséquent que ces exercices génèrent beaucoup de discussions (interprétation de la législation, qualité de l'information communiquée, ...) et d'échanges d'informations entre la CWaPE et les gestionnaires de réseaux.

## 2.2.2. Examen du caractère économiquement justifié des projets de renforcement du réseau

Les projets de renforcement du réseau ayant fait l'objet d'une analyse coût-bénéfice se répartissent comme suit :

- 25 projets de renforcement du réseau avaient pour objectif de supprimer ou de réduire la congestion attendue au niveau local (ex : limitation au niveau du poste de transformation). Parmi ceux-ci, 5 projets ont pu être qualifiés d'économiquement justifiés au terme de l'analyse coût-bénéfice ;
- 6 projets de renforcement du réseau avaient pour objectif de supprimer ou de réduire la congestion attendue au niveau amont (i.e. ligne Elia). Aucun d'entre eux n'a été qualifié d'économiquement justifié au terme de l'analyse coût-bénéfice.

Notons qu'un projet de renforcement du réseau concernant des lignes situées en amont de postes de transformation HT/MT peut concerner le raccordement d'UPD sur plusieurs postes de transformation. De même, la levée de contraintes présentes sur le raccordement à un poste de transformation HT/MT peut requérir plusieurs investissements (en amont et/ou au niveau local) de renforcement du réseau.

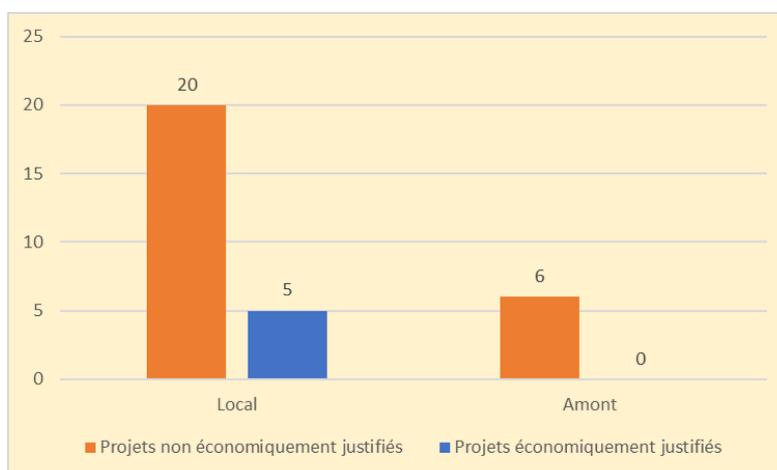


Figure 2 Répartition des projets de renforcement du réseau

La figure 3 effectue une comparaison du volume d'énergie modulée attendu et du coût d'investissement de renforcement du réseau (tant au niveau local qu'amont) entre les projets de renforcement du réseau jugés économiquement justifiés au terme de l'analyse coût-bénéfice et les projets qui ne l'ont pas été.

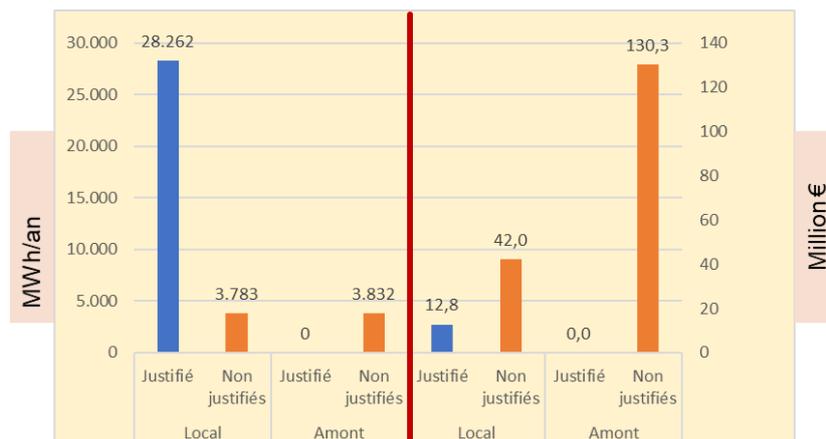


Figure 3 Coût d'investissement et énergie verte supplémentaire attendue

2<sup>ème</sup> message : les analyses coût-bénéfice permettent de faire le tri, sur la base d'un critère coût-efficacité et compte tenu des informations disponibles au moment de leur réalisation, parmi les projets de renforcement du réseau, contribuant ainsi à la formation d'une forme d'optimum économique entre les investissements réseaux décidés et la production supplémentaire escomptée.

Le CWaPE relève également que le passage à une modulation en N, soit une modulation s'effectuant dans des circonstances d'exploitation normale du réseau et non en cas de perte d'un des éléments du réseau, est nécessaire pour qu'un projet de renforcement du réseau devienne économiquement justifié. La figure 4 illustre ainsi l'importance relative de la modulation en N dans les projets économiquement justifiés, ce qui n'est pas observé pour les projets ayant été jugés non économiquement justifiés. En effet, tant que le risque de congestion se limite à une configuration de type N-1, la probabilité de se retrouver en situation N-1 (de l'ordre de quelques pourcents) est prise en compte, ce qui réduit de manière considérable l'estimation du volume d'énergie modulée.

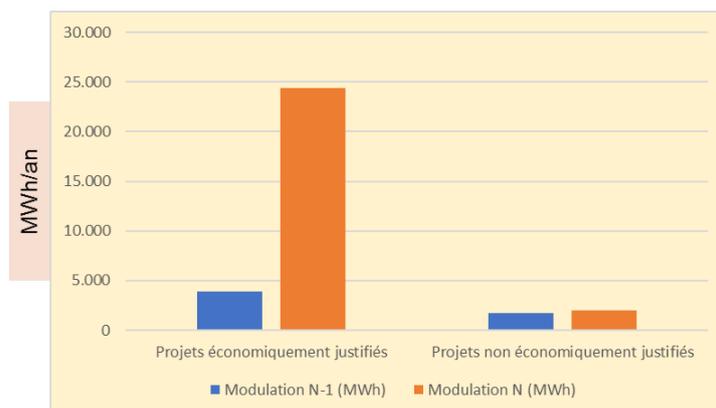


Figure 4 Répartition du volume d'énergie modulée par type de configuration de réseau (N ou N-1)

Outre la présence de modulation en N, la méthode de calcul de la production d'électricité verte supplémentaire attendue à la suite d'un investissement de renforcement du réseau peut également avoir un impact sur le résultat final de l'analyse coût-bénéfice. Ainsi, en première approche, cette production d'électricité verte supplémentaire est estimée sur base d'une comparaison entre, d'une part, des profils d'injection nette attendus dans la zone après prise en compte de la demande de raccordement et, d'autre part, la capacité d'accueil du réseau, tant en situation N-1 qu'en situation N.

Dans le cadre de ce rapport, cette approche est désignée « approche C8-03 » car elle respecte la philosophie de cette prescription technique. Cette méthode permet d'estimer, pour une demande de raccordement donnée ou pour l'ensemble de la zone congestionnée, le volume d'énergie attendu qu'il conviendrait de moduler pour gérer les congestions attendues.

Cependant, il arrive que ce volume d'énergie modulée puisse, au niveau individuel d'une ou plusieurs demandes de raccordement, être relativement important au regard de la capacité d'injection demandée. En pareille situation, le volume d'énergie modulée (sans compensation financière car associée à une capacité d'injection flexible) pourrait être tel qu'il mettrait en péril la rentabilité du ou des projets de production en question. À supposer qu'un projet de production ne puisse voir le jour en raison d'un volume de modulation attendu trop élevé, la production d'électricité verte supplémentaire attendue à la suite d'un investissement de renforcement du réseau serait calculée de manière plus précise en tenant compte de l'ensemble du productible théorique, plutôt que de l'estimation du volume d'énergie modulée. C'est pourquoi la CWaPE estime, en seconde approche, que lorsque ce volume attendu d'énergie modulée est supérieur à 5% du productible théorique de l'installation de production, la production d'électricité verte supplémentaire doit être calculée sur base du productible théorique estimé de la demande de raccordement. En d'autres termes, cela revient à dire que l'investissement dans la capacité réseau est une condition nécessaire au producteur pour concrétiser son projet, et permet dès lors d'apporter un productible supplémentaire correspondant à la totalité du potentiel de l'installation. La CWaPE relève en outre qu'une telle approche, désignée ci-après approche 5%, est cohérente au regard de l'article 13.5.a du Règlement (UE) 2019/943<sup>4</sup>.

La figure 5 illustre l'impact de cette approche 5% sur les résultats des analyses coût-bénéfice.

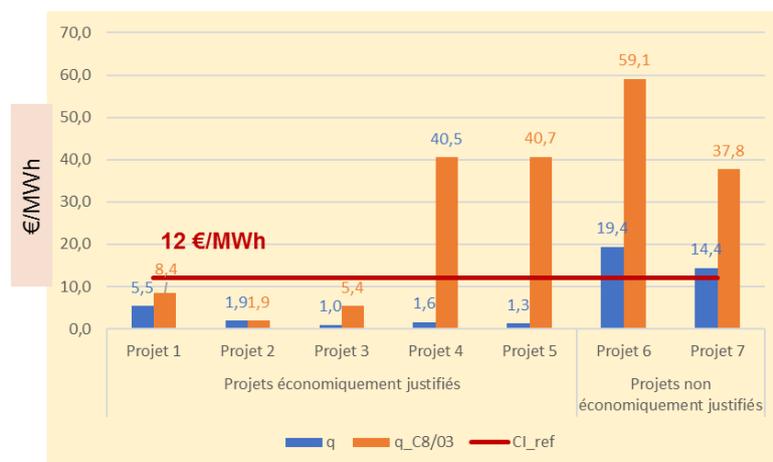


Figure 5 Impact de l'approche 5% sur le résultat des analyses coût-bénéfice

Pour rappel, lorsque le résultat de l'analyse coût-bénéfice, traduit sous la forme d'un quotient  $q$  reprenant au numérateur le coût estimé de l'investissement de renforcement du réseau et au dénominateur la production d'électricité verte supplémentaire associée à la réalisation d'un investissement, est inférieur ou égal à la valeur de référence ( $C_{l,ref}$ ) de 12 EUR/MWh, alors le projet de renforcement du réseau est qualifié d'économiquement justifié.

Dans la figure 5, la valeur  $q$  est la valeur qui a été obtenue au terme de l'analyse coût-bénéfice. La valeur  $q_{C8/03}$  est la valeur qui aurait été obtenue en cas d'application de la seule approche C8/03. Cette figure montre que l'approche 5% a été appliquée lors de l'analyse de 7 projets de renforcement du réseau. À 3 reprises (projets 1, 2 et 3), le projet de renforcement du réseau aurait été qualifié

<sup>4</sup> Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

d'économiquement justifié même sans recourir cette méthode dite des 5%. En effet, dans ces cas-là, la valeur  $q_{C8/03}$  est inférieure à 12 EUR/MWh. À 2 reprises (projets 4 et 5), le recours à la méthode 5% a été déterminante pour qualifier le projet d'économiquement justifié, puisque le résultat qui aurait été obtenu via l'application de la seule approche C8/03 n'aurait pas permis d'obtenir un résultat inférieur à la valeur de référence de 12 EUR/MWh. Enfin, dans les 2 derniers cas (projets 6 et 7), le recours à l'approche 5% n'a pas permis d'obtenir un résultat  $q$  inférieur à 12 EUR/MWh. Ces 2 projets ont donc été qualifiés de non économiquement justifiés au terme de l'analyse coût-bénéfice.

3<sup>ème</sup> message : dès lors que l'expérience a démontré qu'un projet de renforcement du réseau ne parvenait à être qualifié d'économiquement justifié qu'en présence de modulation en N ou en application de la méthode de calcul dite des 5%, la CWaPE recommande, en guise de simplification du processus, de ne réaliser d'études préalables et d'analyses coût-bénéfice complètes que dans les configurations de réseau où de la modulation en N est attendue, voire dans les cas, plus hypothétiques, où un niveau individuel de modulation supérieur ou égal à 5% du productible théorique est attendu, malgré l'absence de modulation en N. Dans les autres cas, une approche simplifiée, dont il conviendra de définir les modalités, serait appliquée.

### 2.2.3. Compensation financière

Les informations relatives à la compensation financière sont recueillies par la CWaPE dans le cadre du rapportage organisé conformément à l'article 28 de l'AGW. A ce jour, celui-ci n'a connu qu'un exercice clôturé en mars 2020.

Ce rapportage a montré qu'à l'heure de cet exercice, le réseau wallon connaissait peu de situations de congestion nécessitant une modulation des unités de production. Seuls 2 UPD, raccordées sur 2 postes différents, avaient fait l'objet d'une modulation, et ce à la suite de contraintes observées sur le réseau Elia. Ces modulations n'ont pas généré de compensation financière au profit des producteurs concernés.

EAN d'injection	Poste	Nombre modulation	Durée modulation		Compensation financière	Origine de la contrainte
			Heure	Minute		
EAN 1	Fosses-la-Ville	8	149	25	0	Elia
EAN 2	Hastière	5	45	31	0	Elia

Tableau 1 Ordres effectifs de modulation et compensation financière

Cette situation permet d'illustrer le temps de latence nécessaire entre d'une part, le moment où les analyses coût-bénéfice sont effectuées à la suite d'une demande de raccordement d'UPD, analyses coût-bénéfice qui tiennent compte de l'ensemble des demandes de raccordement encore en cours et qui anticipent un volume d'énergie modulée parfois élevé au niveau d'un poste et, d'autre part, le moment où les demandes de raccordement débouchent effectivement, dans leur totalité ou plus que probablement de manière partielle, sur une mise en service des installations.

4<sup>ème</sup> message : les volumes de modulation tels qu'estimés dans le cadre du processus de raccordement avec accès flexible traduisent une vision des congestions à venir (et non actuelles) et des contraintes que celles-ci feront peser sur la production future d'électricité verte, en particulier une fois que les demandes de raccordement auront débouché sur une mise en service effective. Cette vision reste toutefois tributaire des informations disponibles (ex : profil de charge actuel), des hypothèses considérées (ex : profil de production théorique pris en considération), et de la mise en service effective des demandes de raccordement en cours.

## 2.2.4. Dichotomie capacité permanente/capacité flexible

### 2.2.4.1. Remarques préalables

Une capacité d'injection permanente est octroyée à un demandeur lorsque le réseau est capable d'accueillir la totalité de l'injection attendue, et ce même en situation dégradée (situation N-1). Le calcul de cette capacité d'injection permanente est conçu de telle façon qu'aucune modulation n'est attendue en cas de mise en service de cette capacité permanente. A supposer qu'il soit malgré tout nécessaire de moduler cette capacité d'injection permanente, le producteur se voit offrir une compensation financière.

Lorsque le réseau n'est pas capable d'accueillir totalement l'injection attendue d'une demande de raccordement, en situation N ou en situation N-1, une capacité d'injection flexible est octroyée au demandeur. Aucune compensation financière n'est octroyée au producteur en cas de modulation sur cette capacité d'injection flexible.

En clair, autant le producteur se retrouve en situation relativement confortable par rapport au risque de modulation sur sa capacité d'injection permanente, puisque toute modulation de cette capacité débouchera sur une compensation financière, autant il en va différemment en ce qui concerne le risque de modulation sur sa capacité d'injection flexible qui ne fera pas l'objet d'une compensation financière.

La législation wallonne prévoit toutefois plusieurs principes afin de limiter le risque, global ou individuel, associé à l'octroi de capacité flexible. Nous citerons, en particulier, les 3 principes suivants :

- Le premier principe concerne l'information rendue disponible au demandeur. Ainsi, la proposition contractuelle de raccordement qu'il recevra du gestionnaire de réseau fournira une estimation du volume d'énergie qui pourrait être modulé en vue de lever les congestions attendues. Cette information est indicative, et non contraignante pour le gestionnaire de réseau. En clair, le producteur supportera le risque d'une dégradation éventuelle de ce niveau de modulation à la suite d'une évolution défavorable des conditions de réseaux (ex : la perte d'une charge importante) ;
- Le deuxième principe concerne le choix de l'investissement de renforcement du réseau à considérer au stade de l'analyse coût-bénéfice (et de l'étude préalable). Le gestionnaire de réseau doit prioritairement envisager les investissements qui permettront d'octroyer une capacité permanente au demandeur. Si un tel projet s'avère finalement non économiquement justifié, le gestionnaire envisagera en seconde approche un projet de renforcement du réseau, moins coûteux, qui permettra de réduire le volume d'énergie modulée attendu, à défaut de permettre d'octroyer l'entièreté de la capacité d'injection permanente au demandeur ;
- Le troisième principe concerne le régime de priorité d'accès défini dans l'AGW. Les règles de priorité d'accès ont été établies avec, notamment, pour objectif de sécuriser autant que possible l'investissement du producteur. En appliquant (notamment) le principe « Last In First Out » (« dernier arrivé, premier sorti »), la situation du producteur vert ne devrait pas être dégradée par l'arrivée d'un nouveau producteur dans la zone, et donc par l'augmentation de la congestion que celle-ci pourrait impliquer. L'expérience a toutefois montré que, dans une configuration de réseau très particulière, l'arrivée d'un nouveau producteur pouvait conduire à une dégradation de la situation d'un producteur historique, et ce notamment lorsqu'un

projet économiquement justifié permet d'octroyer de la capacité permanente au demandeur marginal (et non aux producteurs historiques), soit le dernier arrivé.

#### 2.2.4.2. Résultats des analyses coût-bénéfice

La figure 6 reprend les capacités d'injection permanente et flexible octroyées à l'ensemble des demandes de raccordement qui n'ont pu - dans la configuration actuelle du réseau - être entièrement satisfaites, et qui ont, à ce titre, conduit à l'examen du caractère économiquement justifié d'un ou plusieurs projets de renforcement du réseau.

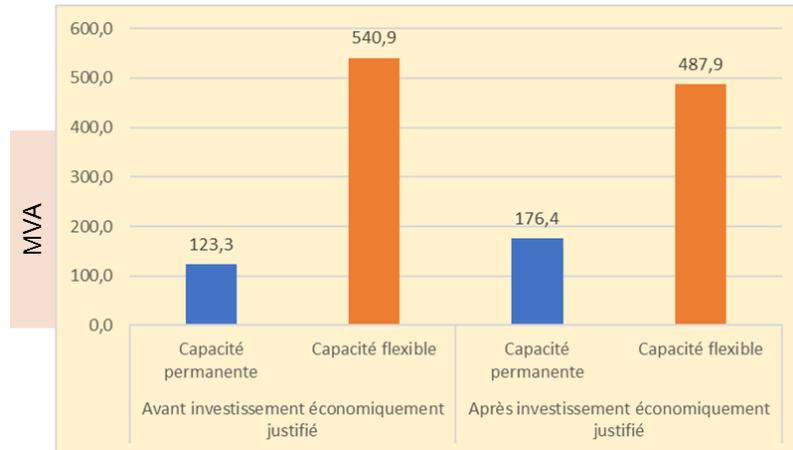


Figure 6 Répartition globale de la capacité d'injection octroyée (permanente ou flexible)

La figure 7 fournit la même information, en ne reprenant toutefois que les seules demandes de raccordement concernées par des projets de renforcement du réseau qui ont été qualifiés de projets économiquement justifiés au terme d'une analyse coût-bénéfice.

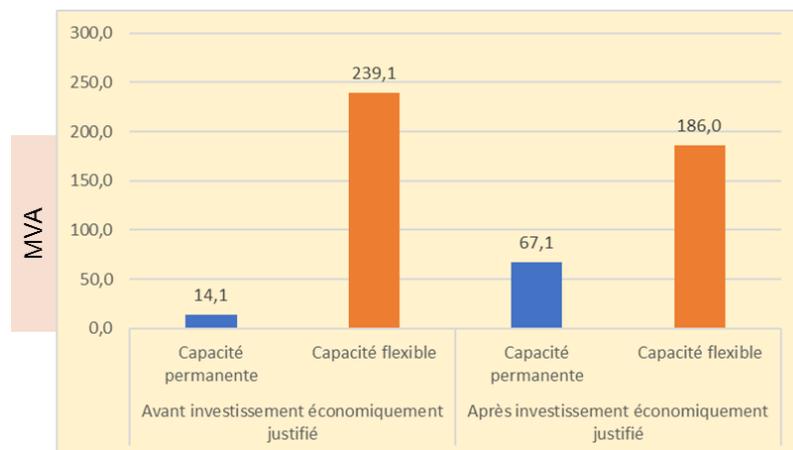


Figure 7 Répartition de la capacité d'injection octroyée aux raccordements sur les postes concernés par des projets économiquement justifiés

Bien que la méthode de calcul de la capacité d'injection permanente basée sur des profils d'injection nette (voir supra, prescription C8-03) ait permis d'optimiser l'octroi de capacité permanente aux producteurs, ces figures montrent qu'une fois que le volume de demandes de raccordement sur un poste devient suffisamment critique, les producteurs se voient octroyer principalement de la capacité d'injection flexible. Pour rappel, celle-ci ne donne pas droit à une compensation financière en cas de

modulation. En outre, la figure 7 montre que les projets jugés économiquement justifiés ne parviennent pas à créer – de manière significative du moins - de la capacité d'injection permanente, et par-là ne parviennent donc pas à mitiger le risque contractuel des producteurs concernés.

La CWaPE explique ce phénomène par les raisons suivantes :

- Un projet de renforcement du réseau peut résoudre partiellement une congestion, et non totalement (ex : un projet de renforcement d'un poste de transformation donné ne permet pas de résoudre une congestion en amont qui peut avoir un impact sur les unités raccordées sur ce poste);
- Si un projet de renforcement du réseau bénéficiant dans la grande majorité des cas du statut « économiquement justifié » profite à l'ensemble des producteurs présents sur la zone, ce statut n'a toutefois pas d'impact contractuel rétroactif et ne profite en pratique qu'au demandeur marginal, soit le dernier demandeur qui a permis au projet d'être qualifié d'économiquement justifié.

5<sup>ème</sup> message : bien que les analyses coût-bénéfice contribuent à la formation d'une forme d'optimum économique entre les investissements réseaux décidés et la production supplémentaire escomptée, elles ne permettent pas d'augmenter, de manière significative à tout le moins, l'octroi de capacité d'injection permanente (au détriment de la capacité d'injection flexible), et par là, ne permettent pas de réduire le risque contractuel global des producteurs concernés.

### 2.2.4.3. Besoins estimés en ressources flexibles versus énergie modulable à titre gratuit

Les figures 8 et 9 effectuent une comparaison entre le volume d'énergie modulée estimé sur base des profils d'injection nette (soit la meilleure estimation disponible des besoins attendus en ressources flexibles), d'une part, et une estimation du volume d'énergie modulable gratuitement auprès des producteurs, d'autre part. Cette dernière estimation - qui vise à refléter le risque contractuel du producteur - a été effectuée en multipliant la capacité d'injection flexible octroyée aux demandeurs avec un nombre d'heures théorique d'utilisation à pleine puissance de 2.190 h/an. En fait, cela revient à supposer par hypothèse que ces demandes de raccordement ne concerneraient que la filière éolienne, ce qui dans les faits représente la majorité des situations rencontrées.

Cet exercice a été réalisé pour 2 configurations de réseau différentes (avant et après réalisation des projets économiquement justifiés et pour 2 scopes différents, à savoir un scope prenant en compte à l'ensemble demandes de raccordement qui n'ont pu - dans la configuration actuelle du réseau - être entièrement satisfaites (figure 8) et un autre scope ne prenant en compte que les seules demandes de raccordement concernées par des projets de renforcement du réseau qui ont été qualifiés de projets économiquement justifiés (figure 9).

Dans ces figures, les bâtonnets bleus représentent le volume d'énergie modulée attendu avant ou après réalisation des projets jugés économiquement justifiés. En clair, ces bâtonnets fournissent la meilleure représentation disponible des besoins futurs en flexibilité des gestionnaires de réseaux en cas de mise en service de l'ensemble des demandes de raccordement en cours.

Les bâtonnets rouges traduisent le volume de production théorique associé à la capacité d'injection flexible octroyée aux producteurs (tel représentée par les figures 6 et 7). Puisqu'une modulation à la baisse de la capacité d'injection flexible ne donne pas droit à une compensation financière, ces bâtonnets rouges fournissent donc une représentation du risque contractuel que fait peser l'octroi de

capacité d'injection flexible sur les producteurs concernés (avant et après investissement économiquement justifié).

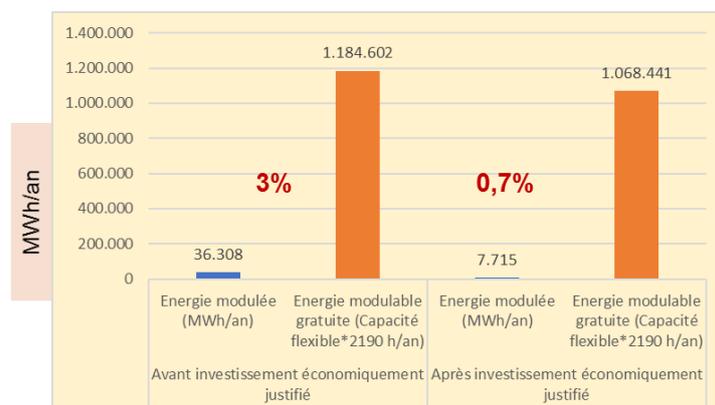


Figure 8 Besoins globaux des gestionnaires de réseaux en ressources flexibles et énergie modulable gratuite

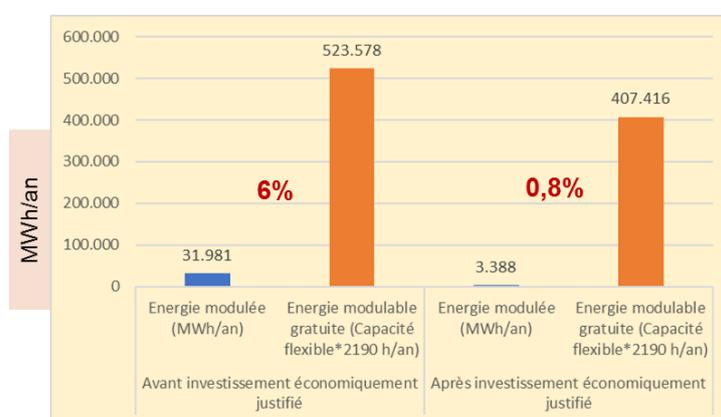


Figure 9 Besoins des gestionnaires de réseaux en ressources flexibles et énergie modulable gratuite (postes concernés par des projets économiquement justifiés)

Si l'on accepte l'idée que l'énergie modulable gratuitement fournit une représentation plus ou moins correcte du risque contractuel du producteur associé à sa capacité d'injection flexible, ces figures montrent le décalage considérable existant entre d'une part, les besoins estimés en flexibilité des gestionnaires de réseau pour gérer leur congestion et, d'autre part, le risque contractuel que fait peser sur les producteurs concernés le régime actuel basé sur une dichotomie « capacité d'injection permanente versus flexible ».

6<sup>ème</sup> message : le régime actuel de raccordement avec accès flexible fait peser sur les producteurs concernés un risque contractuel excessif au regard des besoins estimés des gestionnaires de réseaux en ressources flexibles nécessaires à la gestion des congestions locales La CWaPE recommande de passer d'un système basé sur une capacité d'injection flexible non compensée, traduit en MW, à un système basé sur des volumes estimés d'énergie modulée avec ou sans compensation financière, traduit en MWh/an. Une telle approche permettrait de réduire le risque contractuel à des proportions beaucoup plus adaptées aux besoins en ressources flexibles des gestionnaires de réseaux.

### **3. IMPACT DU CLEAN ENERGY PACKAGE SUR LE RÉGIME DE RACCORDEMENT AVEC ACCÈS FLEXIBLE**

Pour examiner l'impact du Clean Energy Package sur le dispositif régional de raccordement avec accès flexible, la CWaPE a prioritairement porté son attention sur l'article 13, relatif au *redispatching*, du Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité et sur l'article 32, relatif à l'incitation au recours à la flexibilité dans les réseaux de distribution, de la Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE.

#### **3.1. Règlement (UE) 2019/943**

L'article 13 du Règlement européen 2019/943 prévoit en première approche un régime de gestion des congestions locales (sous le titre *redispatching*) basé prioritairement sur les ressources acquises via des mécanismes fondés sur le marché (désignées dans le cadre de cet avis « la flexibilité commerciale ») et de manière complémentaire, sous certaines conditions, via des ressources acquises par des mécanismes non fondés sur le marché (désignées dans ce rapport sous le vocable « flexibilité technique »). Selon cet article, le recours à la flexibilité technique doit toutefois faire l'objet d'une compensation financière, à moins qu'il ne s'effectue dans le cadre d'une convention de raccordement dans laquelle il n'existe aucune garantie quant à un approvisionnement ferme en énergie.

En clair, si l'esprit du Règlement (UE) 2019/943 est d'orienter la politique de gestion des congestions locales vers le recours à de la flexibilité commerciale, ce règlement prévoit suffisamment de dérogations pour permettre le recours à de la flexibilité technique. En ce sens, la CWaPE estime que le régime actuel de raccordement avec accès flexible, qui offre au gestionnaire de réseau suffisamment de ressources flexibles (compensées ou non) pour gérer ses congestions locales, n'est pas en contradiction, en tous les cas pas de manière significative, avec le Règlement (UE) 2019/943.

Le paragraphe 3 précise les conditions sous lesquelles le recours à la flexibilité technique peut être autorisé. Selon la CWaPE, cet article peut être jugé rencontré dès lors que la transposition de la directive (UE) 2019/943, notamment son article 32, est toujours en cours et que le développement de la flexibilité commerciale à des fins de congestion locale n'en n'est qu'à ses prémices.

*3. Le redispatching de la production, du stockage d'énergie et de la participation active de la demande non fondés sur le marché ne peuvent être utilisés que si :*

*a) aucune alternative fondée sur le marché n'est disponible ;*

*b) toutes les ressources fondées sur le marché disponibles ont été utilisées ;*

*c) le nombre d'installations de production, de stockage d'énergie ou de participation active de la demande disponibles est trop faible pour permettre une réelle concurrence dans la zone où les installations aptes à fournir le service sont situées ; ou*

*d) l'actuelle situation du réseau entraîne une congestion de façon si régulière et prévisible que le redispatching fondé sur le marché donnerait lieu à la soumission régulière d'offres stratégiques qui accroîtrait le niveau de congestion interne alors que l'État membre concerné soit a adopté un plan d'action pour remédier à cette congestion, soit veille à ce que la capacité minimale disponible pour les échanges entre zones soit conforme à l'article 16, paragraphe 8.*

Le régime wallon de raccordement avec accès flexible, notamment dans ses dispositions relatives à l'analyse coût-bénéfice, semble également cohérent avec le paragraphe 5. À titre d'exemple, le fait d'appliquer, lors de l'établissement de l'analyse coût-bénéfice, la méthode de calcul dite des 5% (voir supra) réduit pour ainsi dire à néant le risque d'avoir un *redispatching* à la baisse supérieur à 5% de la production annuelle d'électricité dans les installations qui utilisent des sources d'énergie renouvelables raccordées sur le réseau.

*5. Sous réserve des exigences relatives au maintien de la fiabilité et de la sécurité du réseau, sur la base des critères transparents et non discriminatoires établis par les autorités compétentes, les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution :*

*a) garantissent la capacité des réseaux de transport et des réseaux de distribution à faire transiter l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de la cogénération à haut rendement en recourant le moins possible au *redispatching*, ce qui n'empêche pas de prendre en considération dans la planification du réseau un *redispatching* limité lorsque le gestionnaire de réseau de transport ou le gestionnaire de réseau de distribution peut prouver en toute transparence que cela est plus efficient économiquement et que cela ne dépasse pas 5 % de la production annuelle d'électricité dans les installations qui utilisent des sources d'énergie renouvelables et qui sont directement raccordées à leur réseau respectif, sauf disposition contraire prise par un État membre dans lequel l'électricité produite par des installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement représente plus de 50 % de la consommation annuelle finale brute d'électricité;*

*b) prennent des mesures appropriées liées à l'exploitation du réseau et au marché pour limiter le plus possible le *redispatching* à la baisse de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de la cogénération à haut rendement ;*

*c) veillent à ce que leurs réseaux soient suffisamment flexibles pour être en mesure de les gérer.*

Sous réserve d'un examen juridique plus approfondi, notamment en ce qui concerne la différence de traitement entre l'électricité verte et l'électricité dite grise, le régime de compensation financière associé au raccordement avec accès flexible semble également s'accorder, tout au moins partiellement, avec le paragraphe 7, en particulier parce qu'il suppose un accord du producteur sur une convention de raccordement dans laquelle il n'existe aucune garantie quant à un approvisionnement ferme en énergie.

Il conviendrait toutefois de s'assurer que la méthode de calcul de la compensation financière, telle que définie dans l'AGW et précisée dans la Communication CD-17121-CWaPE-0033 (voir supra), respecte les dispositions reprises dans ce paragraphe.

*7. Lorsque des mesures de *redispatching* non fondées sur le marché sont utilisées, elles font l'objet d'une compensation financière de la part du gestionnaire de réseau qui a demandé le *redispatching* au gestionnaire de l'installation de production, de stockage d'énergie ou de participation active de la demande ayant fait l'objet de *redispatching*, sauf dans le cas de producteurs qui acceptent des conventions de raccordement dans lesquelles il n'existe aucune garantie quant à un approvisionnement ferme en énergie. Cette compensation financière est au minimum égale au plus élevé des éléments suivants ou à une combinaison de ces éléments si l'application du seul élément le plus élevé conduirait à une compensation indûment peu élevée ou indûment trop élevée :*

*a) le coût d'exploitation additionnel lié au redispatching, tel que les surcoûts de combustible en cas de redispatching à la hausse, ou de fourniture de chaleur de secours en cas de redispatching à la baisse visant des installations de production d'électricité utilisant la cogénération à haut rendement ;*

*b) les recettes nettes provenant des ventes d'électricité sur le marché journalier que l'installation de production, de stockage d'énergie ou de participation active de la demande aurait générées si le redispatching n'avait pas été demandé; si un soutien financier est accordé à des installations de production, de stockage d'énergie ou de participation active de la demande sur la base du volume d'électricité produit ou consommé, le soutien financier qui aurait été reçu sans la demande de redispatching est présumé faire partie des recettes nettes.*

Outre le calcul de la compensation financière pour la flexibilité technique, il conviendrait également d'adapter les règles de priorité pour l'appel à la flexibilité technique, telles que définies à l'art.4, §4 de l'AGW, afin qu'elles s'accordent davantage le prescrit du paragraphe 6. S'agissant du décret, la CWaPE recommande de prévoir une disposition autorisant le Gouvernement à définir un régime de priorité d'accès pour l'appel à la flexibilité technique.

*6. Lorsque le redispatching à la baisse non fondé sur le marché est utilisé, les principes suivants s'appliquent :*

*a) les installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables ne peuvent faire l'objet de redispatching à la baisse que s'il n'existe aucune autre solution ou si les autres solutions entraîneraient des coûts fortement disproportionnés ou des risques majeurs pour la sécurité du réseau ;*

*b) l'électricité produite par un processus de cogénération à haut rendement ne peut faire l'objet d'un redispatching à la baisse que si, en dehors d'un redispatching à la baisse visant des installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables, il n'existe aucune autre solution ou si les autres solutions entraîneraient des coûts disproportionnés ou des risques majeurs pour la sécurité du réseau ;*

*c) l'électricité autoproduite par des installations de production utilisant des sources d'énergies renouvelables ou la cogénération à haut rendement qui n'est pas injectée dans le réseau de transport ou de distribution ne peut pas faire l'objet d'un redispatching à la baisse sauf si aucune autre solution ne permettrait de résoudre les problèmes de sécurité du réseau ;*

*d) les mesures de redispatching à la baisse, visées aux points a), b) et c) sont justifiées en bonne et due forme et en toute transparence. La justification est incluse dans le rapport visé au paragraphe 3*

Bien que cela ne constitue pas en soi une nécessité puisqu'un Règlement européen est d'application immédiate, la CWaPE recommande de prévoir dans le décret - pour davantage de clarté - une disposition rappelant les obligations de rapportage prévues au paragraphe 4.

*4. Les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution concernés font rapport à l'autorité de régulation compétente au moins une fois par an sur :*

*a) le niveau de développement et d'efficacité des mécanismes de redispatching fondés sur le marché pour les installations de production d'électricité, de stockage d'énergie et de participation active de la demande ;*

b) les motifs, les volumes en MWh et le type de sources de production soumis à un redispatching;

c) les mesures prises pour diminuer, à l'avenir, le besoin de redispatching à la baisse des installations de production utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement, y compris les investissements dans la numérisation de l'infrastructure de réseau et dans les services qui augmentent la flexibilité.

L'autorité de régulation soumet le rapport à l'ACER et publie une synthèse des données visées au premier alinéa, points a), b) et c), assortie de recommandations d'amélioration si nécessaire.

7<sup>ème</sup> message : mis à part quelques aménagements du décret et de l'AGW, les dispositions de l'article 13 sont rencontrées soit de fait (ex : §3 du fait notamment de l'absence actuelle de produits standards permettant la fourniture d'offre de ressources flexibles commerciales en vue de la levée des congestions), soit en raison des spécificités du régime wallon (ex : §5 du fait de la mise en œuvre d'analyses coût-bénéfice et de la prise en compte de la méthode de calcul dite des 5% de la production d'électricité verte supplémentaire associée à la réalisation d'un investissement, ...), soit en raison du fait que la législation wallonne actuelle n'y est pas contraire (ex : §4 relatif au rapportage des gestionnaires de réseaux vis-à-vis du régulateur compétent). La CWaPE recommande néanmoins quelques aménagements, ainsi que de rappeler dans le décret les obligations de rapportage définies au paragraphe 4 de l'article 13.

### 3.2. Directive (UE) 2019/944

Selon la CWaPE, la transposition de l'article 32 de la directive 944 est davantage de nature à impacter l'approche wallonne en matière de gestion des congestions locales.

En effet, cet article prévoit explicitement en son alinéa 1<sup>er</sup> que « *Les États membres fournissent le cadre réglementaire nécessaire pour autoriser et inciter les gestionnaires de réseau de distribution à acquérir des services de flexibilité, y compris en ce qui concerne la gestion de la congestion dans leurs zones, de manière à améliorer l'efficacité de la gestion et du développement du réseau de distribution* ».

Si la réglementation wallonne autorise, voire invite, le gestionnaire de réseau à recourir à la flexibilité commerciale dans le cadre de la gestion des congestions, la CWaPE estime que cette réglementation n'est pas suffisamment incitative en la matière pour permettre le développement d'une forme de marché régional/local de la flexibilité commerciale en vue de la levée des congestions.

En effet, les figures 8 et 9 (voir supra) montrent que le régime de raccordement flexible basé sur des notions de capacité permanente compensée et de capacité flexible non compensée offre aux gestionnaires de réseaux des ressources flexibles gratuites dans un volume bien supérieur à leurs besoins en ressources flexibles nécessaires en vue de la levée des congestions présentes sur leur réseau.

En outre, la proposition de la CWaPE de passer à un système basé sur des volumes d'énergie modulée traduit en MWh/an gratuits, plutôt que sur des MW gratuits, ne paraît pas non plus suffisante à elle seule pour qu'elle puisse inciter les gestionnaires de réseau à faire appel à de la flexibilité commerciale, plutôt qu'à de la flexibilité technique, pour la gestion des congestions présentes sur leur réseau.

En effet, si l'on respecte l'esprit de la législation wallonne actuelle, les volumes de ressources flexibles gratuites qui seraient repris dans les contrats de raccordement et disponibles pour le gestionnaire de réseau en vue de la gestion des congestions seraient toujours estimés sur base d'une comparaison des profils d'injection nette avec la capacité d'accueil du réseau, tant en situation N que N-1. En clair, ces ressources flexibles gratuites seraient toujours calibrées sur base des besoins estimés en flexibilité des

gestionnaires de réseau. Dès lors, à moins de la survenance d'un évènement de nature à dégrader de manière importante la situation de la zone, le gestionnaire de réseau disposerait de suffisamment de ressources techniques gratuites pour gérer ses congestions, et ce sans qu'il ne lui soit nécessaire de faire appel à des ressources flexibles commerciales rémunérées.

De manière complémentaire, la CWaPE estime que 2 éléments au moins permettent de considérer que les besoins en ressources flexibles tels qu'estimés via la méthode actuelle basée sur les profils d'injection nette sont surestimés, voire largement surestimés, par rapport aux besoins réels futurs des gestionnaires de réseaux, c'est-à-dire après mise en service des projets de production faisant l'objet d'une demande de raccordement, des gestionnaires pour gérer la congestion présente sur leur zone.

Ces éléments sont :

- le recours dans la méthode de calcul dite C8-03 à des profils théoriques de production surestimés offrant au gestionnaire de réseau une marge de sécurité ;

Pour illustrer le premier point, le tableau suivant compare les profils théoriques utilisés dans le cadre de l'estimation du volume d'énergie modulée (méthode C8-03) avec les profils, plus réalistes, utilisés dans le cadre du calcul du facteur k intervenant dans la méthode de calcul d'octroi des certificats verts à octroyer à un producteur.

	Profils C8-03	Profils facteur k
<b>Photovoltaïque</b>	1261	950
<b>Eolien</b>	2331	2190
<b>Hydro-électricité</b>	8760	4500
<b>Géothermie</b>	8760	8000
<b>Biogaz</b>	8760	7200
<b>Biomasse</b>	8760	6500
<b>Biomasse &gt;20 MW</b>	8760	8000
<b>Cogénération fossile</b>	8760	5000

Tableau 2 Type de profils annuels de production par filière (Nbre d'h/an)

- l'hypothèse que l'ensemble des demandes de raccordement en cours déboucheront sur une mise en service des installations concernées.

Dès lors, si l'on ne saurait exclure des cas particuliers où les estimations se révéleraient finalement inférieures aux besoins réels du fait par exemple d'une diminution importante de la charge, la CWaPE estime que globalement, le volume de ressources flexibles gratuites défini dans les contrats de raccordement sera surestimé, voire largement surestimé, par rapport aux besoins en ressources flexibles réels des gestionnaires de réseau.

Pour illustrer son propos, la CWaPE a procédé à une simulation menée sur base des données disponibles issues de l'analyse des demandes de raccordement concernées des projets de renforcement du réseau jugés économiquement justifiés. L'objectif de cette simulation est d'examiner l'impact potentiel sur le volume des besoins en ressources flexibles de la prise en compte de profils de production plus réalistes et d'un niveau variable de mise en service des installations faisant l'objet de demande de raccordement.

Pour cela, la CWaPE a eu recours à des profils de production adaptés :

	Profils C8-03	Profils facteur k	Profils utilisés
Photovoltaïque	1261	950	950
Eolien	2331	2190	2190
Hydro-électricité	8760	4500	8760
Géothermie	8760	8000	8760
Biogaz	8760	7200	8760
Biomasse	8760	6500	8760
Biomasse >20 MW	8760	8000	8760
Cogénération fossile	8760	5000	8760

Tableau 3 Profils (nbre h/an) utilisés dans l'exercice de simulation

À noter que les demandes de raccordement examinées portaient principalement, voire exclusivement, sur de projets de production de la filière éolienne ou de la filière photovoltaïque.

La figure suivante illustre les résultats de cette simulation.

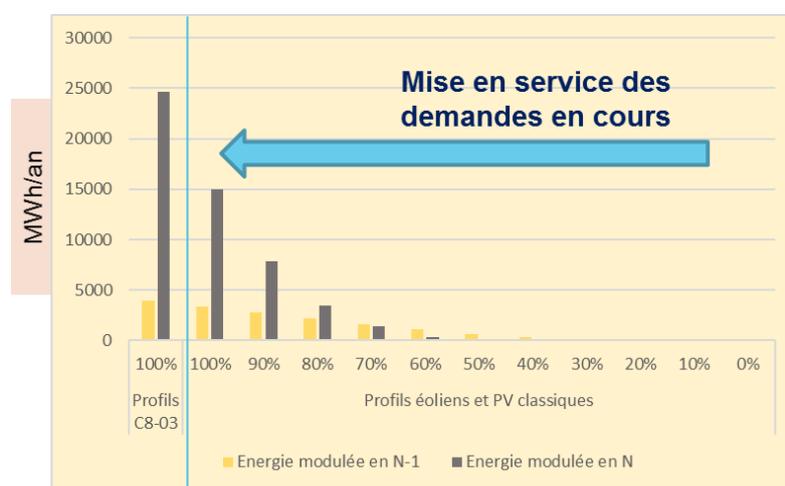


Figure 10 Impact du profil « facteur k » et d'un niveau variable de mises en service sur le volume estimé d'énergie modulée (N et N-1)

Les bâtonnets de gauche reprennent les volumes d'énergie modulée estimés en situation N-1 et N en ayant recours à la méthode classique basée sur la comparaison des profils d'injection nette avec la capacité d'accueil des postes en question (méthode C8-03). A la droite de ces bâtonnets sont repris les estimations basées sur des profils de production adaptés plus réalistes et en tenant compte de l'hypothèse d'un pourcentage décroissant d'UPD aboutissant finalement à une mise en service effective.

Cette figure montre que si la tendance à la baisse de la modulation en N-1 (en fonction du pourcentage de capacité d'injection demandée débouchant sur une réelle mise en service) est, quoique visible, plutôt modérée, la modulation en N est quant à elle très sensible à ces deux paramètres. En effet, tout en supposant une mise en service de l'ensemble des demandes de raccordement, la seule correction des profils conduit à une réduction de plus de 30% du volume d'énergie modulée en N. En supposant des niveaux de mise en service moindre, la réduction de l'énergie modulée en N est encore plus significative. Or, la pratique démontre que, compte tenu des barrières (économiques, administratives...) existantes, une part non négligeable des demandes de raccordement ne déboucheront pas sur une mise en service.

En clair, à supposer même que la recommandation de la CWaPE de passer d'un système « MW flexible gratuit » à un système « MWh gratuit » soit appliquée, le volume de flexibilité technique mis à

disposition gratuitement du gestionnaire de réseau reste largement surestimé par rapport aux besoins probables des gestionnaires de réseaux. Le régime wallon de raccordement avec accès flexible n'inciterait dès lors pas pour autant les gestionnaires de réseaux à recourir à la flexibilité commerciale en vue de la levée des congestions présentes sur leur zone.

Selon la CWaPE, pour rendre la législation wallonne conforme à l'alinéa 1<sup>er</sup> de l'article 32 de la directive 944, il serait justifié de limiter le volume de flexibilité technique gratuite disponible pour le gestionnaire de réseau. Dans ce contexte, 4 options ont été envisagées :

- la première option consiste à exploiter, lors de la gestion d'une congestion, prioritairement et strictement les ressources flexibles acquises par des moyens de marché, par rapport à celles rendues disponibles via le processus de raccordement avec accès flexible. Selon l'appréciation de la CWaPE, une telle option présente un certain risque non négligeable de *gaming*, car les acteurs susceptibles de faire offre sont également les bénéficiaires de la compensation financière. La CWaPE n'a donc pas retenu cette option ;
- la deuxième option porte sur l'imposition, pour chaque raccordement d'UPD, d'un volume de limitation d'injection standard (traduit en % du productible théorique ou sous forme de MWh/an) disponible à titre gratuit pour le gestionnaire de réseau en vue de la levée des congestions. La CWaPE estime que l'imposition d'une telle contrainte à l'ensemble des producteurs, et ce sans égard au risque de congestion présent sur la zone, augmenterait le risque contractuel des producteurs de manière inutilement excessive. Une telle contrainte pourrait générer un coût de financement supplémentaire inutile des projets de production d'électricité verte. Outre son apparente inefficacité, cette option ne permettrait pas de rencontrer le prescrit de l'article 32.1 de la directive (UE) 2019/944 ;
- une troisième option serait de donner le droit à la compensation financière pour tout usage de la flexibilité technique. Une telle option permettrait d'éviter une discrimination de la flexibilité commerciale par rapport à la flexibilité technique. Cependant, cela reviendrait également à assimiler le réseau wallon d'électricité à une sorte de « plaque de cuivre » où tout producteur bénéficierait à la fois d'un raccordement garanti et à la fois de compensations financières en cas de réduction d'injection liée à un problème de congestion, et ce quelle que soit la localisation de son raccordement. La CWaPE craint qu'un tel régime n'induisse une politique de surinvestissement dans le réseau.
- la quatrième option, plus équilibrée, consiste à raréfier les ressources flexibles actuellement gratuites mises à disposition du gestionnaire de réseau en vue de la levée des congestions, sans pour autant les supprimer. Il conviendrait de déterminer une clé permettant de répartir le volume d'énergie modulée disponible pour le gestionnaire de réseau en une part qui ferait l'objet d'une compensation financière et une autre assimilée à de la flexibilité technique gratuite.

Après un premier examen, la CWaPE a décidé d'accorder principalement son attention sur cette quatrième option, avec pour objectif que sa mise en œuvre offre :

- lors du processus de planification des investissements, un incitant pour le gestionnaire de réseau à investir dans les portions du réseau où cela se justifie ;
- lors de la gestion des congestions, un incitant pour le gestionnaire de réseau à exploiter davantage les ressources flexibles commerciales disponibles sur son réseau.

Dans ce contexte, la CWaPE recommande de déterminer le volume annuel maximal de limitations d'injection non compensé, exprimé en MWh par an, et mentionné au contrat de raccordement, sur base de l'estimation *ex ante* (au stade de l'étude préalable) des limitations d'injection attendue en cas

de configuration N-1 (soit lorsqu'un élément du réseau ayant un effet critique sur le fonctionnement de celui-ci est absent), en tenant compte de la probabilité de tomber en situation N-1, et plafonné à 5% du productible annuel attendu par raccordement.

Selon une première analyse, le droit à la compensation financière pourrait rester limité aux installations de production d'électricité verte. Il conviendrait toutefois de s'assurer de la compatibilité d'une telle disposition avec le Règlement (UE) 2019/943, en tenant compte en particulier :

- son article 13.7 qui prévoit un régime de compensation financière pour toutes limitations d'injection, toutes filières confondues, « *sauf dans le cas de producteurs qui acceptent des conventions de raccordement dans lesquelles il n'existe aucune garantie quant à un approvisionnement ferme en énergie* » et ;
- son article 13.5 qui opère quant à lui une distinction entre les filières vertes et non vertes, en imposant aux gestionnaires de réseau de garantir la capacité des réseaux de transport et des réseaux de distribution à faire transiter l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de la cogénération à haut rendement en recourant le moins possible au *redispatching*.

Le dispositif proposé réduirait de manière considérable le risque contractuel du producteur d'électricité verte, puisque le niveau maximal d'énergie modulée gratuitement serait prédéfini et ferme. Elle inciterait en outre le gestionnaire de réseau à procéder lui-même à un arbitrage entre compenser l'énergie modulée, faire appel à des ressources flexibles commerciales en vue de la levée des congestions ou investir dans des infrastructures de réseau. Cette approche est plus conforme à l'esprit de l'article 32 de la directive, et répond en outre à l'intention du législateur wallon qui propose d'adapter l'article 11, §2, 10° du décret afin d'inciter les gestionnaires de réseaux à recourir aux services de flexibilité en vue de la levée des congestions (voir exposé des motifs).

Cette approche, bien qu'en apparence ambitieuse au regard du régime en vigueur actuellement, doit plutôt être vue comme une approche prudente. Les estimations de la CWaPE (voir figure 10) ont montré qu'une mise en service correspondant à 90% des demandes de raccordement peut conduire à une réduction de 50% du volume estimé d'énergie modulée en configuration N. Or, selon la CWaPE, le taux de mise en service des demandes de raccordement d'UPD est, en raison de barrières évoquées supra, inférieur, voire largement inférieur, à 90%. A titre illustratif, la figure 11 montre l'impact, pour chacun des 5 postes concernés par des analyses coût-bénéfice positives, d'un taux de mise en service de 50% (probablement plus proche de la réalité) des demandes de raccordement en cours.

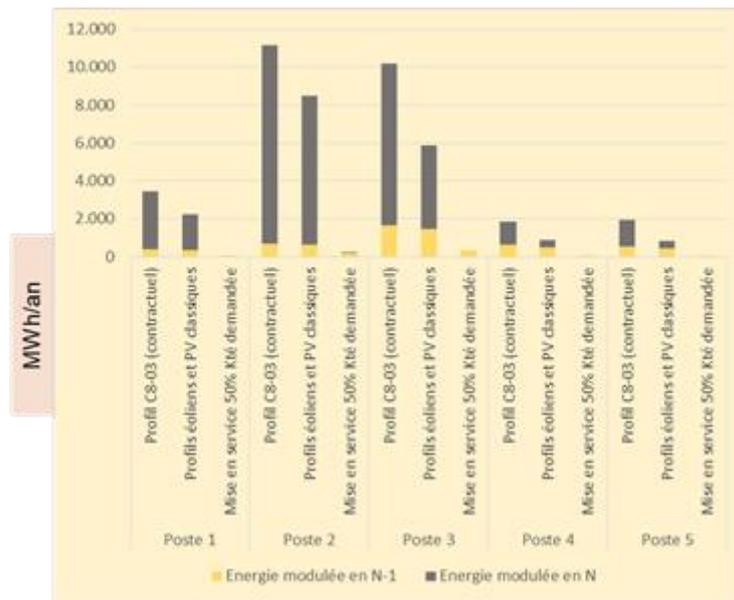


Figure 11 Impact du profil « facteur k » et d'un niveau variable de mises en service sur le volume estimé d'énergie modulée (N et N-1)

En raison de l'impact lié à une absence de mise en service d'un nombre significatif de projets, cette approche pourrait également être jugée insuffisamment ambitieuse puisque son caractère incitatif est principalement fonction du volume de modulation en N (donnant droit à une compensation financière) qui peut être très vite impacté par une évolution défavorable du taux de mise en service.

Gardons néanmoins à l'esprit que :

- un niveau de mise en service moindre des demandes de raccordement signifie une pénétration moindre de la production décentralisée, ainsi qu'un volume moindre d'électricité verte perdue en raison des limitations d'injection pour cause de congestion, et partant, une nécessité moindre d'investir dans le renforcement du réseau ;
- les simulations de la CWaPE ont été établies sur base des données disponibles après un peu plus de 2 années de réalisation d'analyses coût-bénéfice, à une heure où l'impact des congestions sur le réseau wallon d'électricité reste négligeable (voir tableau 1). Celles-ci ne préfigurent en rien un futur où, pour atteindre ses objectifs en matière d'électricité verte, la Wallonie devra connaître une pénétration massive de la production décentralisée avec davantage de problèmes de congestion, notamment dans une configuration en N.

En somme, ces simulations témoignent principalement du fait que l'impact financier pour le gestionnaire de réseau d'une mesure visant à octroyer au producteur une compensation financière lorsque le volume annuel d'énergie modulée dépasse celui annoncé dans le contrat (sur la base d'estimations ex ante) devrait rester réduit, et ce alors même qu'elle contribuerait à réduire de manière significative le risque contractuel du producteur. Néanmoins, à mesure que la modulation en N (faisant l'objet de compensations financières) va s'accroître du fait de la pénétration de la production décentralisée en région wallonne, le gestionnaire de réseaux sera incité à recourir aux alternatives moins onéreuses que la compensation, que ce soit à court terme (le recours aux services de flexibilité) ou à long terme (renforcement du réseau), voire même à anticiper ces situations.

Enfin, la CWaPE relève que l'attribution d'une valeur économique non nulle à la flexibilité technique rend facultatif le régime actuel d'analyses coût-bénéfice. En effet, dès lors que les instruments à disposition du gestionnaire de réseau ont une valeur économique, que ce soit sous la forme d'une

compensation financière pour la flexibilité technique ou d'une rémunération pour la flexibilité commerciale, le gestionnaire du réseau dispose d'indicateurs économiques qui lui permettront d'optimiser sa politique d'investissement.

En guise de conclusion, la compatibilité de la réglementation wallonne en matière d'accès flexible avec la Directive (UE) 2019/944 nécessite de revoir le régime de compensation financière. Dans ce contexte, la CWaPE recommande de soumettre la modulation en N, voire toute modulation excessive (parce qu'elle est supérieure à 5% du productible théorique de l'installation ou parce qu'elle est supérieure au volume annoncé dans le contrat de raccordement), à une compensation financière, afin d'inciter les gestionnaires de réseaux à recourir davantage aux services de flexibilité (i.e. flexibilité commerciale) pour lever les congestions locales présentes sur leurs réseaux, plutôt qu'à de la flexibilité technique. Dans ce contexte, la CWaPE est favorable au développement d'une approche réglementaire incitative, plutôt que dirigiste (via les analyses coût-bénéfice), afin d'inciter de manière complémentaire les gestionnaires de réseaux à optimiser leur politique d'investissement en tenant compte des ressources flexibles disponibles (commerciales et techniques) sur leurs réseaux.

En surplus, les autres dispositions de l'article 32 devraient également être traduites dans la législation wallonne. Cela concerne notamment le processus de consultation des stakeholders dans le cadre de la mise en place du plan d'adaptation, la définition de produits standards de flexibilité commerciale en vue de la levée des congestions, ...

## **4. EVOLUTION ATTENDUE DES TEXTES LÉGAUX/RÉGLEMENTAIRES**

### **4.1. Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité**

Les recommandations de la CWaPE nécessitent une reformulation profonde des articles 25decies et 26 du décret.

Il conviendrait de passer d'un régime où l'une des conditions pour un URD de bénéficier d'une compensation financière s'exprimerait sous forme de MWh, compensés ou non, plutôt que sous la forme de capacité d'injection permanente ou flexible. Ces concepts de capacité d'injection permanente ou flexible deviendraient alors obsolètes.

La CWaPE recommande également d'habiliter le Gouvernement à ériger des règles de priorité d'accès dans le cadre de l'appel à la flexibilité technique gratuite. Selon la CWaPE, ces règles devraient être conformes à l'article 13.6 du Règlement (UE) 2019/943. S'agissant de l'appel aux ressources flexibles raccordées en distribution pour des congestions situées en amont (sur des lignes Elia), la CWaPE recommande plutôt d'appliquer, comme actuellement, une règle d'efficacité dans l'attribution des ordres de modulation aux différents postes HT/MT concernés, ce qui permettrait de réduire le volume de limitations d'injection à ce qui est strictement nécessaire pour la levée de la congestion.

Ensuite, le producteur bénéficierait d'une compensation financière lorsque les ordres de modulation à la baisse s'effectueraient dans des conditions normales de réseau (modulation en N), ou lorsque le volume annuel de limitations d'injection serait supérieur à celui annoncé dans le contrat ou encore à 5% du productible théorique attendu en l'absence de contraintes réseau. Un tel régime de compensation financière rendrait dispensable la mise en œuvre d'analyse coût-bénéfice, voire les rendraient contre-productives. En effet, avec une politique tarifaire adaptée, la décision d'investir serait le résultat d'un processus d'optimisation économique du gestionnaire de réseau tenant compte

du volume de compensation financière à payer pour résoudre une congestion, et non le résultat d'une décision du régulateur établie *ex ante*.

De même, la CWaPE estime que le législateur wallon devrait également s'intéresser au régime de raccordement avec accès flexible pour les installations de production et de stockage de petite puissance, plutôt raccordées en basse tension. En effet, le régime de raccordement avec accès flexible est peu adapté au cas de ces installations puisque :

- ces unités ne sont pas soumises à l'obligation de réduire leur injection en présence de congestion sur le réseau (tel que reprise à l'art.25decies, §4, du décret) ;
- de telles unités ne font pas l'objet d'un contrat de raccordement susceptible d'être adapté en fonction de ses particularités, mais d'un règlement de raccordement standard ;
- les éventuelles limitations d'injection ne résultent pas d'un ordre du gestionnaire de réseau mais d'un déclenchement de l'installation, induit p.ex. par une surtension, qui ne peut être immédiatement détectée par le gestionnaire de réseau, voire par l'utilisateur de réseau lui-même ;
- en l'absence d'un compteur communicant, l'estimation du volume des limitations d'injection est impossible ou, dans le meilleur des cas, sujette à beaucoup d'incertitudes.

Enfin, l'article 11 du décret pourrait également être complété afin d'intégrer les limitations d'injection prévues aux articles 25decies et 26 du décret dans les outils mis à disposition du gestionnaire de réseau pour planifier au mieux ses investissements ou pour gérer de manière efficace les congestions auxquelles il doit faire face.

## **4.2. Arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière**

Les recommandations de la CWaPE nécessitent également une refonte majeure de l'AGW.

- l'abrogation des notions de capacité d'injection permanente et flexible nécessite à elle-seule une reformulation substantielle de l'AGW ;
- Il conviendra de s'assurer que les modalités de calcul de la compensation financière, définies à l'art.10.5 de l'AGW sont compatibles avec l'art.13.7 du Règlement (UE) 2019/943 ;
- le chapitre 3 relatif à l'analyse coût-bénéfice n'aurait plus lieu d'être et devrait être remplacé par des dispositions relatives à la mise en œuvre et à la méthode de calcul de l'étude préalable ;
- l'article 4, §4, relatif au régime de priorité établi dans le cadre de l'appel à la flexibilité technique devrait être également remanié pour se conformer au Règlement (UE) 2019/943 ;
- l'article 8 relatif au contenu du contrat de raccordement devrait être adapté pour prendre en compte les informations issues de l'étude préalable ;
- les dispositions de l'AGW devraient également intégrer un traitement des unités de stockage appelées à s'étendre davantage sur le réseau wallon d'électricité ;
- ...

#### **4.3. Communication de la CWaPE sur la méthodologie de calcul de l'analyse coût-bénéfice et les valeurs de référence applicables**

La *Communication de la CWaPE sur la méthodologie de calcul de l'analyse coût-bénéfice et les valeurs de référence applicables* n'aurait plus lieu d'être puisque le régime de prise de décision d'investissement fondé sur la mise en œuvre d'analyses coût-bénéfice laisserait place à un régime basé sur une politique tarifaire de type incitative tenant compte des compensations financières payées en vue de faire appel à la flexibilité technique ou à une rémunération des fournisseurs de services de flexibilité.

#### **4.4. Communication de la CWaPE sur les formules de référence pour le calcul des composantes A, B et C de la compensation financière**

La Communication CD-17I21-CWaPE-0033 devra faire l'objet d'un examen afin de vérifier sa compatibilité avec l'article 10.7 du Règlement (UE) 2019/944.

Une concertation entre la CWaPE et l'administration devra également avoir lieu afin de vérifier si le transfert des activités non réglementaires vers l'administration intervenu le 1<sup>er</sup> mai 2019 nécessite l'un ou l'autre aménagement du texte.

#### **4.5. Prescription C8-03 relative à la méthodologie de détermination de la capacité d'injection permanente et/ou de la capacité d'injection flexible en région Wallonne**

La prescription C8-03 aurait dû connaître quelques légers aménagements, et ce même en l'absence d'une refonte du régime de raccordement avec accès flexible. En effet, il est apparu que les modalités de calcul de la capacité permanente ne permettaient pas d'assurer un traitement équivalent selon le niveau de capacité d'injection sollicité par le demandeur.

En effet, tant que le niveau de capacité d'injection demandée est insuffisant pour que le profil d'injection nette de la zone atteigne la frontière pour la capacité d'injection permanente, constitué le plus souvent par la capacité du plus petit élément du réseau, les modalités de calcul tiennent compte du profil de la filière de la demande. Par contre, dès que le seuil de capacité d'injection demandée implique que le profil d'injection nette dépasse la capacité d'injection permanente, alors le profil de la demande n'est plus pris en compte dans le calcul de la capacité d'injection permanente.

Toutefois, les notions de capacité d'injection permanente et flexible deviendraient obsolètes si les recommandations de la CWaPE étaient suivies.

#### **4.6. Prescription C8-04 relative à la méthodologie de détermination du volume d'énergie non produit suite à une consigne de modulation par un gestionnaire de réseau**

La prescription C8-04 ne devrait pas évoluer de manière importante à la suite de la prise en compte des recommandations de la CWaPE.

\* \*  
\*