

Date du document : 31/07/2023

PROPOSITION

CD-23g31-CWaPE-0934

PROPOSITION D'ARRÊTÉ DU GOUVERNEMENT WALLON RELATIF À LA GESTION DES CONGESTIONS ISSUES DES UNITÉS DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ RACCORDÉES SUR LE RÉSEAU MOYENNE ET HAUTE TENSION

Rendue en application de l'article 25decies, §§ 3 et 4, et de l'article 26, §§ 2bis et 2quinquies du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité

Table des matières

1. Objet	3
2. Aperçu de la concertation.....	3
3. Bases légales.....	4
4. Eléments de motivation	6
4.1. ETUDE PRÉALABLE	6
4.1.1. Objectifs de l'étude préalable.....	6
4.1.2. Les conditions particulières d'accès.....	6
4.2. ANALYSE COÛT-BÉNÉFICE	7
4.2.1. Rappel de la base légale.....	7
4.2.2. Objectif et champ d'application de l'analyse coût-bénéfice.....	7
4.2.3. Méthode de calcul du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau	8
4.2.4. Délai de réalisation des travaux économiquement justifiés	9
4.3. LES INSTALLATIONS DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE RACCORDÉES AU RÉSEAU MOYENNE ET HAUTE TENSION	10
4.3.1. Quelles sont les unités concernées ?	10
4.3.2. Obligation de pouvoir moduler sa production sur ordre du gestionnaire de réseau	10
4.3.3. Les unités de production ou de stockage de plus de 250 kVA	10
4.3.4. Les installations de production et de stockage d'une puissance supérieure à 56 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA	18
4.3.5. Les installations de production avec accès flexible dont le contrat a été signé avant l'entrée en vigueur de l'AGW proposé.....	19
4.4. LE RAPPORTAGE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU	19
5. Proposition d'arrêté du Gouvernement wallon relatif à la gestion des congestions issues des unités de production et de stockage d'électricité raccordées sur le réseau moyenne et haute tension	21
6. Annexes.....	38

Index des illustrations

FIGURE 1 : VOLUME D'ÉNERGIE NON PRODUITE SOUMIS À COMPENSATION FINANCIÈRE	14
FIGURE 2 : VOLUME D'ÉNERGIE NON PRODUITE MIS À DISPOSITION DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU SANS COMPENSATION FINANCIÈRE	14

1. OBJET

Cette proposition vise à mettre en œuvre des nouvelles dispositions décrétales en matière de raccordement avec accès flexible des unités de production décentralisée sur le réseau moyenne et haute tension, introduites par le décret du 5 mai 2022 modifiant diverses dispositions en matière d'énergie dans le cadre de la transposition partielle des directives 2019/944/UE du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et 2018/2001/UE du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et en vue d'adapter les principes relatifs à la méthodologie tarifaire (ci-après : « décret CEP »), modifiant ainsi le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité (ci-après : « décret électricité »).

En synthèse, ces dispositions du décret électricité ont pour principaux objectifs de :

- limiter le risque contractuel des producteurs sans coût déraisonnable pour la collectivité ;
- limiter la charge administrative liée à l'établissement d'analyses coût-bénéfice (CBA) ; et de
- créer un cadre pour les unités de stockage.

Par ailleurs, le décret électricité ainsi modifié prévoit également la possibilité pour le Gouvernement wallon d'établir, sur proposition de la CWaPE, un régime d'indemnisation en cas de limitation d'injection des unités raccordées en basse tension. Cette disposition fera l'objet d'une proposition distincte de la part de la CWaPE, la logique sous-jacente étant différente de celle pour la basse et moyenne tension.

2. APERÇU DE LA CONCERTATION

Conformément au décret électricité, un processus de concertation avec les producteurs et les gestionnaires de réseau a été mis en place en vue d'aboutir à la présente proposition.

- 3 avril 2023 : envoi d'une première proposition d'AGW aux parties prenantes ;
- 20 avril 2023 : date limite pour la réception des réactions des parties prenantes ;
- 25 avril 2023 : réunion de concertation avec les parties prenantes et octroi d'un délai de réaction supplémentaire ;
- 15 mai 2023 : date limite pour la réception des derniers commentaires.

En outre, quelques échanges bilatéraux se sont tenus dans le cadre de cette concertation.

En annexe du présent document figurent :

1. le **rapport de concertation** qui reprend les commentaires des parties prenantes et les réactions associées de la CWaPE ; et
2. la première version de **la proposition qui a fait l'objet de la consultation** organisée le 25 avril 2023.

3. BASES LÉGALES

Article 25decies

« [...] »

§ 3. Le raccordement des installations de production ou de stockage au réseau moyenne et haute tension fait l'objet d'une étude préalable par le gestionnaire de réseau.

L'étude préalable fournit les meilleures estimations du volume d'énergie non produite suite aux limitations d'injection qui pourraient le cas échéant être imposées par le gestionnaire du réseau afin de lever une congestion, et du volume d'énergie non produit suite aux limitations d'injection qui n'est pas soumis à compensation financière conformément à l'article 26, § 2bis.

Le cas échéant, l'étude préalable contient également les informations nécessaires à la réalisation de l'analyse coût-bénéfice visée à l'article 26, § 2ter.

Les gestionnaires de réseau sont tenus de fournir les informations relatives au raccordement et à l'accès des installations de production et de stockage aux réseaux.

Sur proposition de la CWaPE concertée avec les gestionnaires de réseaux et les acteurs concernés, le Gouvernement précise les modalités de calcul et de mise en œuvre de l'étude préalable. »

§ 4. Afin de garantir la sécurité du réseau, concernant les installations de production ou de stockage d'une puissance cumulée supérieure à 250 kVA, l'utilisateur du réseau doit être capable de réduire son injection en cas de congestion. Après avis de la CWaPE et concertation avec les gestionnaires de réseau et les acteurs concernés, le Gouvernement peut préciser les modalités de mise en œuvre de cette obligation. » (La CWaPE souligne les éléments pertinents dans le cadre du présent avis).

Article 26

« [...] »

§2bis. Sur proposition de la CWaPE, le Gouvernement précise les critères permettant de définir, conformément à l'article 11, § 2, alinéa 2, 8°, l'ordre de priorité pour les limitations d'injection imposées aux unités de production et de stockage en vue de lever une congestion.

Pour les raccordements au réseau moyenne et haute tension des unités de production et de stockage d'une puissance supérieure à 250 kVA, le contrat mentionne :

1° La capacité d'injection et, le cas échéant, de prélèvement ;

2° Sur base de l'étude préalable, l'estimation du volume d'énergie non produite suite aux limitations d'injection, exprimé en MWh/unité de temps, susceptibles d'être imposées par le (ou les) gestionnaire(s) de réseau en vue de lever une congestion, tant dans des conditions normales du réseau qu'en cas de perte d'un élément du réseau ayant un effet critique sur le fonctionnement de celui-ci, en tenant compte des investissements prévus dans les plans d'adaptation du réseau de distribution, de transport local et de transport ainsi que de tout autre moyen mis en œuvre pour rencontrer en tout ou partie la demande de raccordement ;

3° Sur base de l'étude préalable, le seuil contractuel en-dessous duquel le volume d'énergie non produite suite aux limitations d'injection n'est pas soumis à compensation financière. Il est calculé sur base de l'estimation, au stade de l'étude préalable, et plafonné à cinq pourcents du volume de production attendu de l'installation de production et de stockage, du volume d'énergie non produit suite aux limitations d'injection susceptibles d'être imposées par le (ou les) gestionnaire(s) de réseau en vue de lever une congestion, tant dans des conditions normales du réseau qu'en cas de perte d'un élément du réseau ayant un effet critique sur le fonctionnement de celui-ci ;

§2ter. Pour les installations de production et de stockage d'une puissance supérieure à 250 kVA mises en service à une date postérieure à la date d'entrée en vigueur de la présente disposition, une compensation financière est octroyée au producteur d'électricité verte. Cette compensation financière porte sur les pertes de revenus dues aux limitations d'injection imposées par le gestionnaire de réseau dont le volume d'énergie ainsi limité est supérieur au seuil contractuel visé au paragraphe 2bis ;

Par dérogation à l'alinéa 1er, lorsque le volume estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection est supérieur à un volume jugé non raisonnable, le gestionnaire de réseau peut disposer d'un volume additionnel d'énergie non produite suite à des limitations d'injection qui n'est pas soumis à compensation financière, le cas échéant le temps de la réalisation des investissements qui ont été jugés économiquement justifiés à la suite de l'analyse coût-bénéfice visée à l'alinéa suivant. Le volume d'énergie non produite suite aux limitations d'injection qui est jugé non raisonnable correspond à quinze pourcents du volume de production attendu de l'installation de production et de stockage.

Lorsqu'une étude préalable met en évidence des limitations d'injection attendues dans des conditions normales du réseau ou un volume d'énergie non produite suite aux limitations d'injection supérieur au volume jugé non raisonnable visé à l'alinéa précédent, la CWaPE réalise une analyse coût-bénéfice. Cette analyse vise à examiner le caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau destiné à permettre une capacité d'accueil supplémentaire d'injection d'électricité verte.

Le délai de réalisation des investissements qui ont été jugés économiquement justifiés à la suite d'une analyse coût-bénéfice est plafonné à cinq ans. Ce délai pourra être prolongé par une décision motivée de la CWaPE lorsque le retard dans l'adaptation du réseau est dû à des circonstances que le gestionnaire de réseau ne maîtrise pas.

Lorsque le seuil contractuel visé au paragraphe 2bis, alinéa 2, 3° et le volume additionnel d'énergie non produite suite à des limitations d'injection qui n'est pas soumis à compensation financière résultent de la prise en compte de plusieurs éléments limitants du réseau, ils sont répartis entre les gestionnaires de réseau concernés en vue de répartir l'obligation de compensation financière conformément au paragraphe 2septies.

§ 2quater. Lorsque l'étude préalable met en évidence des limitations d'injection attendues en vue de lever une congestion, les installations de production et de stockage d'une puissance supérieure à 56 et inférieure ou égale à 250 kVA raccordées en moyenne et haute tension, et mises en service à une date postérieure à la date d'entrée en vigueur de la présente disposition, peuvent bénéficier du régime visé aux paragraphes 2bis et 2ter pour autant que l'utilisateur du réseau soit capable de réduire son injection en cas de congestion.

§ 2quinquies. Sur proposition de la CWaPE, concertée avec les gestionnaires de réseaux et les acteurs concernés, le Gouvernement définit les modalités de mise en œuvre des dispositions visées aux paragraphes 2bis, 2ter et 2quater, ainsi que des dispositions transitoires qui s'appliquent aux installations de production disposant d'un contrat conclu avant l'entrée en vigueur de la présente disposition.

§ 2sexies. Dans le cadre de la mise en œuvre de la présente disposition, les unités de stockage raccordées au réseau de distribution ou de transport local et mises en service à une date postérieure à la date d'entrée en vigueur de la présente disposition sont assimilées à des unités de production d'électricité non verte, à moins qu'elles ne concernent un site qui ne peut pas prélever de l'énergie sur le réseau. Dans ce dernier cas, ces unités sont assimilées aux unités de production qu'elles desservent et la compensation financière serait plafonnée à la capacité d'injection associée à celles-ci. » (La CWaPE souligne les éléments pertinents dans le cadre du présent avis).

4. ÉLÉMENTS DE MOTIVATION

4.1. Etude préalable

4.1.1. Objectifs de l'étude préalable

Le décret électricité distingue le traitement des unités de production (et de stockage) raccordées sur le réseau moyenne et haute tension, et celui appliqué en cas de limitations d'injection pour les unités de production (et de stockage) raccordées en basse tension.

Dorénavant, seules les demandes de raccordement d'unités de production et de stockage sur le réseau moyenne et haute tension feront l'objet d'une étude préalable. Les unités de production et de stockage raccordées sur le réseau basse tension ne conduiront plus à la réalisation d'une étude préalable par le gestionnaire de réseau.

Cette étude préalable aura pour principaux objectifs de :

- définir les conditions particulières d'accès au réseau pour le producteur - à reprendre dans le contrat de raccordement ; et
- en cas de limitations d'injection attendues dans des conditions normales de réseau (appelée ci-après la situation de « modulation en N ») ou en cas de limitations d'injection attendues (sur base d'une hypothèse de situation de modulation en N ou en N-1¹) jugées déraisonnables (supérieures à 15% du productible attendu de l'unité), inclure les éléments technico-économiques permettant de nourrir l'analyse coût-bénéfice, à mener par la CWaPE, d'un projet de renforcement du réseau afin de réduire les limitations d'injection d'électricité verte.

4.1.2. Les conditions particulières d'accès

Les conditions particulières d'accès, à reprendre dans le contrat de raccordement, comprennent 3 informations :

1° le volume estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection, exprimé en MWh/an

Il s'agit du volume total estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection attendues en vue de lever tout risque de congestion sur le réseau. Cette information, nécessaire pour calculer le seuil contractuel mentionné au point suivant, est fournie à titre indicatif. Elle donne une indication du niveau de modulation attendu du producteur s'il décide de se raccorder sur le poste en question.

2° le seuil contractuel en-dessous duquel le volume d'énergie modulé n'est pas soumis à compensation financière

Le seuil contractuel correspond au volume estimé d'énergie non produite mentionnée au point précédent, plafonné à 5% du productible attendu de l'unité de production. Le seuil contractuel, qui comme sa dénomination le suggère, est contraignant pour les parties, signifie qu'un droit à la compensation du producteur vert s'ouvrirait dès lors que le volume réellement modulé (par le gestionnaire de réseau en vue de maintenir le réseau dans les limites de sécurité opérationnelle) viendrait à lui être supérieur. En-dessous de ce seuil, toute modulation du

¹ C'est-à-dire en cas de perte d'un élément du réseau ayant un effet critique sur le fonctionnement de celui-ci.

producteur ne générerait aucune obligation de compensation financière dans le chef du gestionnaire de réseau.

La CWaPE propose que ce seuil de 5% soit traduit en volume annuel d'énergie au moyen d'un profil standard de la filière de production concernée.

3° le volume additionnel d'énergie non produite non soumis à compensation financière

Lorsque le raccordement d'une unité de production sur un point donné du réseau est susceptible de conduire à un niveau attendu d'énergie non produite jugé non raisonnable (soit 15% du productible attendu de l'unité pour laquelle une demande de raccordement a été établie), alors un volume additionnel d'énergie non produite qui ne serait pas soumis à compensation financière est mis à la disposition du gestionnaire de réseau.

La CWaPE propose que le volume additionnel en question soit calculé comme la différence positive entre le volume estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection et le volume correspondant à 15% du productible de la demande. Ce volume additionnel serait alors mis à disposition du gestionnaire de réseau une fois que le volume d'énergie réellement modulée serait supérieur au seuil de 15% précité.

4.2. Analyse coût-bénéfice

4.2.1. Rappel de la base légale

L'article 26, § 2ter, du décret électricité dispose que :

« [...] Lorsqu'une étude préalable met en évidence des limitations d'injection attendues dans des conditions normales du réseau ou un volume d'énergie non produite suite aux limitations d'injection supérieur au volume jugé non raisonnable visé à l'alinéa précédent, la CWaPE réalise une analyse coût-bénéfice. Cette analyse vise à examiner le caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau destiné à permettre une capacité d'accueil supplémentaire d'injection d'électricité verte. » (La CWaPE souligne).

4.2.2. Objectif et champ d'application de l'analyse coût-bénéfice

L'élément déclencheur d'une analyse coût-bénéfice repose, comme précisé à l'article 26, § 2ter, du décret, sur les estimations, réalisées au stade de l'étude préalable, du volume attendu d'électricité verte non produite. Plus précisément, lorsque cette étude préalable met en évidence des limitations d'injection attendues dans des conditions normales du réseau (modulation en N) ou un volume d'énergie non produite suite aux limitations d'injection² supérieur au volume jugé non raisonnable correspondant à 15% du productible attendu de la demande, la CWaPE doit mener une analyse coût-bénéfice sur la base des informations contenues dans l'étude préalable.

Notons que si le critère relatif au dépassement du volume jugé non raisonnable est distinct de celui relatif à la modulation en N, une modulation en N constituera souvent une condition nécessaire pour permettre la survenance d'une situation où le volume d'énergie non produite excédera le « seuil jugé non raisonnable » de 15%.

² Estimé en situation de modulation en N et de modulation en N-1.

L'objectif de cette analyse coût-bénéfice est d'examiner le caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau destiné à permettre une capacité d'accueil supplémentaire d'injection d'électricité verte.

Selon l'interprétation de la CWaPE, il résulte de l'article 26, § 2^{ter}, précité que seules les demandes de raccordement d'unités de production d'électricité verte sont susceptibles de conduire à la réalisation d'une analyse coût-bénéfice. En effet, l'analyse coût-bénéfice aura pour objectif de vérifier si la mise en service de l'unité de production faisant l'objet de la demande de raccordement est susceptible de conduire à un niveau total d'énergie verte non produite (du fait de la capacité d'accueil insuffisante du réseau)³ telle qu'un projet de renforcement du réseau devienne *économiquement justifié*, alors qu'il ne l'était pas auparavant (sans la prise en compte de la nouvelle demande de raccordement).

En somme, seules des demandes de raccordement concernant des unités de production d'électricité verte sont susceptibles de conduire à une situation où un projet de renforcement du réseau peut être qualifié de projet *économiquement justifié*.

4.2.3. Méthode de calcul du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau

Bien que l'article 26, § 2^{quater}, du décret électricité ait été modifié par le décret CEP, et que le décret électricité se limite à rappeler dorénavant l'objectif de l'analyse coût-bénéfice à l'examen du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau *destiné à permettre une capacité d'accueil supplémentaire d'injection d'électricité verte*, celui-ci ne modifie pas de manière importante la philosophie de calcul du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau telle qu'elle existait avant la modification décrétole.

Pour rappel, cette méthodologie :

- A été établie sur la base des critères définis à l'article 26, § 2^{quater}⁴, introduit par le décret modificatif du 11 avril 2014. Celui-ci disposait :

« Art.26, § 2^{quater}. Sur la base d'une analyse coût-bénéfice, la CWaPE évalue le caractère économiquement justifié d'un projet de raccordement. Cette analyse examine le caractère économiquement justifié des investissements nécessaires pour permettre une injection excédentaire par rapport à la capacité immédiatement disponible dans des circonstances d'exploitation normales au regard des bénéfices attendus de la production d'électricité verte. Cette analyse coût-bénéfice est notamment basée sur les critères suivants : coût des investissements nécessaires pour le gestionnaire de réseau, adéquation au plan d'adaptation, importance relative de la contribution de la production visée à l'objectif wallon de production d'énergie renouvelable et alternatives possibles à cette production pour atteindre, à moindre coût, les objectifs wallons en matière de production d'énergie renouvelable, impact tarifaire. » (La CWaPE souligne).

Selon l'interprétation de la CWaPE, ces critères, bien qu'ils ne soient plus repris dans l'article 26, § 2^{quater}, ne sont pas incompatibles avec celui-ci et restent pertinents pour l'évaluation du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau destiné à permettre *une capacité d'accueil supplémentaire d'injection d'électricité verte* ;

³ En tenant compte des unités de production d'électricité verte déjà en service ou ayant déjà bénéficié d'une réservation de capacité.

⁴ Modifié par le décret du 5 mai 2022.

- a fait l'objet d'une publication⁵ sur le site internet de la CWaPE à la suite d'une consultation des gestionnaires de réseau et des producteurs.

Cette méthodologie devra néanmoins être actualisée de manière à prendre en compte à la fois l'évolution de la pratique en la matière et l'évolution du régime de raccordement garanti avec accès flexible conformément au décret électricité. Elle devra également être précisée dans les aspects où elle pouvait souffrir parfois d'imprécision.

Conformément à l'article 37, § 1^{er}, de la proposition, la méthodologie de calcul actualisée fera l'objet d'une consultation auprès des gestionnaires de réseau et des producteurs, avant d'être publiée sur le site internet de la CWaPE.

4.2.4. Délai de réalisation des travaux économiquement justifiés

Le décret électricité prévoit en son article 26, § 2^{ter}, que : « [...]

Le délai de réalisation des investissements qui ont été jugés économiquement justifiés à la suite d'une analyse coût-bénéfice est plafonné à cinq ans. Ce délai pourra être prolongé par une décision motivée de la CWaPE lorsque le retard dans l'adaptation du réseau est dû à des circonstances que le gestionnaire de réseau ne maîtrise pas.

[...]. » (La CWaPE souligne)

Le délai de réalisation des investissements jugés économiquement justifiés est de maximum 5 ans, à moins que le retard dans l'adaptation du réseau ne soit dû à des circonstances que le gestionnaire de réseau ne maîtrise pas.

Tout d'abord, pour éviter une situation où des travaux jugés *économiquement justifiés* seraient réalisés alors que l'unité de production ayant mené à l'analyse coût-bénéfice positive ne serait en définitive jamais mise en service, la CWaPE propose que la date de commande des travaux de raccordement constitue la date de référence pour lancer le compteur pour la durée de 5 ans. Il convient de mentionner qu'il s'agit évidemment d'un délai maximum, que le gestionnaire de réseau est encouragé à réduire dans la mesure des moyens techniques disponibles et des procédures administratives à respecter. Une liste de travaux permettant un délai plus court peut être établie.

Ensuite, la méthodologie de calcul de l'analyse coût-bénéfice repose sur l'hypothèse que l'ensemble des unités de production visées dans les demandes de raccordement ayant bénéficié d'une réservation de capacité soient mises en service. En pratique, cette hypothèse est peu réaliste et il peut arriver qu'un projet économiquement justifié au terme de l'analyse coût-bénéfice ne se justifie plus dans les faits au vu du nombre et de la puissance des unités de production décentralisée réellement mises en service. Ceci peut également être vrai pour les investissements ayant été jugés pertinents par le gestionnaire de réseau ou ceux ayant été repris dans le plan d'adaptation. La CWaPE propose en conséquence que le gestionnaire de réseau puisse, moyennant accord de la CWaPE, déroger à l'obligation de réaliser les travaux dans les 5 ans ou dans les délais annoncés. Néanmoins, la CWaPE est d'avis que ce report des travaux n'induisent pas un report de l'application des conditions contractuelles prévues en cas de réalisation de ces travaux. En d'autres termes, le producteur devrait pouvoir bénéficier du même droit à la compensation financière que si les travaux avaient été réalisés

⁵ Communication CD-17f14-CWaPE-0018 sur la méthodologie de calcul de l'analyse coût-bénéfice et les valeurs de référence applicables.

conformément au planning annoncé. Ainsi, le producteur ne serait pas, contractuellement parlant, affecté par la décision du gestionnaire de réseau de postposer l'investissement en question.

Enfin, les travaux jugés économiquement justifiés intègrent la nouvelle situation de référence pour l'analyse de l'ensemble des demandes ultérieures. Toute dérogation à cette règle devra être motivée auprès de la CWaPE et approuvée par celle-ci. Une telle dérogation permettrait de prendre en compte le cas où la demande de raccordement ayant conduit à qualifier le projet d'économiquement justifié serait annulée par le demandeur.

4.3. Les installations de production et de stockage raccordées au réseau moyenne et haute tension

4.3.1. Quelles sont les unités concernées ?

En application de l'article III.4 du RTDE⁶, les unités de production susceptibles de se raccorder sur le réseau moyenne et haute tension seront principalement des unités dont la puissance de raccordement est :

- supérieure à 250 kVA ; et
- supérieure à 56 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA (celles-ci peuvent également être raccordées sur le réseau basse tension).

4.3.2. Obligation de pouvoir moduler sa production sur ordre du gestionnaire de réseau

Parallèlement à l'article 25decies, § 4, du décret électricité, qui impose aux installations de production ou de stockage d'une puissance cumulée supérieure à 250 kVA d'être capables de réduire leur injection en cas de congestion, l'article III.22 du RTDE précise en ses paragraphes 2 et 3 :

« Art. III.22. [...]

§2. Les nouvelles unités de production d'une puissance supérieure à 250 kVA et inférieure à 1 MW, et les unités dont l'adjonction à des unités existantes porte la puissance totale entre ces limites, sont munies, aux frais du producteur, d'un dispositif de réception et de gestion des consignes de limitation de l'injection, portant sur l'entièreté de la puissance cumulée, conformément aux dispositions de l'AGW T-Flex, ainsi que d'un dispositif de mesure des puissances active et réactive au point de raccordement. Toutefois, ces dispositifs ne sont pas requis lorsque l'injection sur le réseau est rendue en permanence techniquement impossible par un appareillage de type « anti-retour ».

§3. Les nouvelles unités de production d'une puissance maximale supérieure ou égale à 1MW sont munies du dispositif visé au § 2, indépendamment de leur faculté d'injection sur le réseau, ainsi que des dispositifs de télécommande et télésignalisation complémentaires prévus par la prescription SYNERGRID C10/11. ». (La CWaPE souligne).

4.3.3. Les unités de production ou de stockage de plus de 250 kVA

Compte tenu des dispositions précitées, les unités de production ou de stockage de plus de 250 kVA sont à même, techniquement, de rentrer dans les conditions de mise en œuvre d'un régime de raccordement avec accès flexible.

⁶ Arrêté du Gouvernement wallon du 27 mai 2021 approuvant le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci

4.3.3.1. Ordre de priorité pour les limitations d'injection imposées aux unités de production et de stockage en vue de lever une congestion

- **Règlement européen 2019/943**

Les règles de priorité définies dans la proposition d'AGW ont été établies dans le respect du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après, « *règlement (UE) 2019/943* »), et plus précisément de son article 13, (6), qui dispose :

« Article 13. [...]

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. ».

- **Règles de priorité**

- *Réseau de distribution*

Il se déduit de l'article 13, (6), du règlement (UE) 2019/943 que l'injection issue des unités de production d'électricité non verte et des unités de stockage devra être la première à faire l'objet d'une modulation.

Parmi ces unités, dès lors que cette injection pourrait être déplacée dans le temps, la CWaPE considère que les unités de stockage devront être prioritairement modulées par rapport aux unités de production d'électricité non verte.

Aussi, la proposition prévoit qu'au sein de chacune des filières de production et de stockage d'électricité, l'ordre de priorité devra tenir compte du principe « Last in, First out » (LIFO) qui permet, dans un régime d'accès flexible où l'énergie non produite (suite à un ordre de modulation) ne fait l'objet que d'une compensation financière partielle, de limiter au mieux le risque d'un producteur de voir sa situation détériorée de par le raccordement ultérieur de nouvelles unités de production (ou de stockage).

Ceci étant dit, rappelons que :

- les nouvelles dispositions décrétales fournissent une garantie contractuelle au producteur sous la forme d'un seuil contractuel en-dessous duquel le volume d'énergie non produite suite aux limitations d'injection n'est pas soumis à compensation financière, ou exprimé autrement d'un seuil contractuel au-dessus duquel le volume d'énergie non produite est soumis à compensation financière ; et que
- le droit à la compensation financière n'est plus lié à une dichotomie capacité permanente *versus* capacité flexible, mais au fait que le volume d'énergie réellement modulée est supérieur ou non au seuil contractuel précité.

Dès lors que le risque du producteur est précisé de manière contractuelle, la CWaPE estime que le gestionnaire de réseau devrait être en droit de déroger, au sein de chacune des filières de production, à la règle LIFO pour autant que cette dérogation permette de respecter un critère d'optimisation économique basé sur une minimisation des compensations financières.

Cette dérogation à la règle LIFO vise à éviter une situation où le gestionnaire de réseau imposerait des consignes de limitation d'injection uniquement selon la règle LIFO, et ce indépendamment du fait que le seuil contractuel des producteurs soit atteint ou non. En d'autres mots, dès lors que le risque du producteur est plafonné contractuellement, il apparaît raisonnable, selon la CWaPE, de vider d'abord les pots gratuits d'énergie modulée avant d'entamer les pots soumis à compensation financière.

Précisons que cette règle d'optimisation reste cohérente avec les règles de priorité définies dans le règlement (UE) 2019/943 puisque cette optimisation devra être menée au sein de chacune des filières de production.

- [Réseau de transport local](#)

Les Power Transmission Distribution Factors (« PTDF »)

En présence d'une congestion attendue sur le réseau de transport local en raison (notamment) du refoulement de l'énergie injectée sur le réseau de distribution, le gestionnaire de transport local est susceptible d'imposer des consignes de limitation d'injection sur les postes de distribution à la source du risque de congestion.

L'efficacité contributive de chaque poste à la résolution de la congestion sur une ligne donnée est fonction de paramètres techniques. Suivant les procédures opérationnelles du GRTL, cela concerne plus spécifiquement les Power Transmission Distribution Factors (ci-après, « PTDF ») des postes en question. En somme, pour réduire à un niveau donné les flux de puissance sur une ligne donnée, le gestionnaire de réseau de transport local devra moduler plus ou moins l'injection en fonction des PTDF des postes en question, et ce indépendamment du caractère vert ou non de l'injection sur chacun de ces postes.

Les PTDF varient entre 0 et 100%. A titre d'exemple, si le PTDF d'un poste donné est de :

- 100% (par rapport à une ligne donnée) : cela signifie que 100% du refoulement du poste prend la direction de la ligne susceptible d'être congestionnée. Dans ce cas, le gestionnaire de réseau devra moduler 1 MW d'injection sur ce poste pour réduire de 1 MW la puissance circulant sur la ligne ;

- 50% : cela signifie que 50% du refoulement du poste prend la direction de la ligne susceptible d'être congestionnée et que les 50 autres pourcents ne contribuent pas à la congestion de cette ligne. Dans ce cas, le gestionnaire de réseau devra moduler 2 MW d'injection sur ce poste pour réduire de 1 MW la puissance circulant sur la ligne ;
- 0% : cela signifie que le poste ne contribue pas à la congestion sur la ligne. Il est donc inutile pour le gestionnaire de réseau de transport de moduler les unités raccordées sur ce poste.

Par souci d'efficacité, il semble légitime d'attendre du gestionnaire de réseau de transport local qu'il module prioritairement l'injection sur les postes disposant des PTDF les plus élevés. Selon l'interprétation de la CWaPE, cette approche est cohérente par rapport au règlement (UE) 2019/943 qui prévoit explicitement deux possibilités d'exception aux règles de priorité, à savoir « *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* ».

- **Le cas particulier des unités de stockage**

A la différence des unités de production, une consigne de limitation d'injection sur une unité de stockage ne conduit en général pas à un volume d'énergie non produite. En effet, une consigne de limitation d'injection conduira à une modification du programme prélèvement/injection de l'unité de stockage, mais l'énergie qui n'a pu être injectée suite à la consigne du gestionnaire de réseau de transport local pourrait être injectée ultérieurement.

En outre, comme rappelé lors de la réunion de concertation du 25 avril 2023, il apparaît que l'on peut raisonnablement attendre des unités de stockage qu'elles appuient et aident le réseau, plutôt qu'elles ne le desservent en contribuant à une situation de congestion.

En raison de quoi, à supposer que l'injection d'une unité de stockage contribue à créer une congestion, la CWaPE considère que les unités de stockage devraient être modulées avant toute autre unité de production, et ce indépendamment du critère d'efficacité précité.

4.3.3.2. La compensation financière

- **Le volume annuel d'énergie modulée soumis à compensation financière⁷**

- *Principe général*

Une compensation financière est octroyée au producteur d'électricité verte dans les cas suivants :

- soit (A) lorsque le volume d'énergie réellement modulée est supérieur au seuil contractuel, défini comme le volume estimé d'énergie non produite mentionnée au point précédent, plafonné à 5% du productible attendu de l'unité de production ;

⁷ La méthode de calcul du volume d'énergie modulée suite aux limitations d'injection du gestionnaire de réseau fera, après consultation des producteurs, l'objet d'une proposition par les gestionnaires de réseau à soumettre à l'approbation de la CWaPE.

- soit (B) dans l'hypothèse où le volume estimé (au stade de l'étude préalable) d'énergie non produite est supérieur à un volume jugé non raisonnable (15% du productible attendu de la demande), un volume additionnel d'énergie modulée est mis à disposition du gestionnaire de réseau, à titre gratuit, une fois que le volume jugé non raisonnable est atteint. Ce volume additionnel est calculé comme la différence positive entre le volume estimé (au stade de l'étude préalable) d'énergie non produite et le volume, exprimé en MWh, correspondant à 15% du productible de la demande.

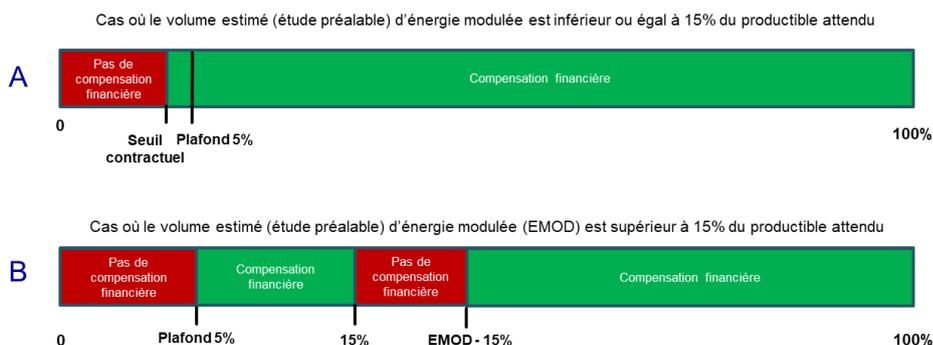


Figure 1 : Volume d'énergie non produite soumis à compensation financière

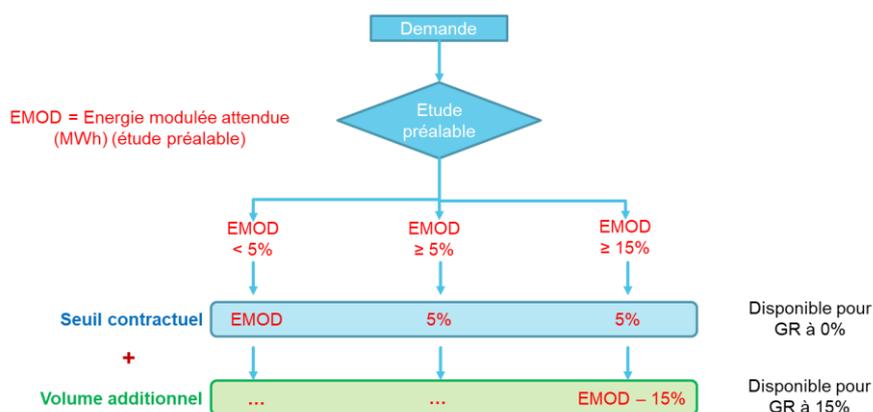


Figure 2 : Volume d'énergie non produite mis à disposition du gestionnaire de réseau sans compensation financière

- Temporalité du régime d'octroi des compensations financières

Le régime de raccordement avec accès flexible a été mis en place afin de permettre aux utilisateurs de réseau de bénéficier de l'accès à l'ensemble des actifs de réseau disponibles, en ce inclus les éléments redondants destinés à garantir la fiabilité du réseau en cas de perte d'un élément du réseau (situation N-1).

En d'autres termes, en situation N-1, en fonction du profil de charge et d'injection sur le réseau, le gestionnaire de réseau ne sera plus forcément en mesure de garantir l'accès à 100% des producteurs.

A moins de la survenance d'un évènement imprévisible conduisant une portion du réseau en situation N-1, ce type de situation est principalement le fait d'interventions programmées destinées à l'entretien des éléments du réseau. La périodicité de ces travaux d'entretien n'est pas forcément annuelle. Certains travaux peuvent être effectués une fois par période de plusieurs années.

Or, l'estimation du volume annuel d'énergie non produite repose sur la traduction de la durée et la périodicité de ces évènements sur une durée annuelle d'intervention durant laquelle le réseau devrait être en situation N-1.

En clair, toutes autres choses étant égales par ailleurs, cette estimation :

- surestime le volume attendu d'énergie non produite durant les années où aucune intervention d'entretien n'est programmée ; et
- sous-estime le volume attendu d'énergie non produite durant les années où des travaux d'entretien seront réalisés.

Cet effet sera d'autant plus marqué que la périodicité de ces travaux est grande.

Il en résulte une question sur la temporalité à prendre en considération dans le processus d'octroi des compensations financières. En somme, y a-t-il lieu ou non de définir des seuils contractuels s'étalant sur des intervalles de temps supérieurs à une année ?

La CWaPE propose de définir le seuil contractuel, de même que le volume additionnel d'énergie non produite qui ne serait pas soumis à compensation financière, sur la base d'une périodicité annuelle. Les motifs de ce choix sont les suivants :

- la question de la temporalité prend particulièrement son sens lors de l'analyse de l'impact des interventions programmées (conduisant à une situation N-1) sur la capacité d'accueil du réseau. Cette question n'intervient guère dans l'analyse des limitations d'injection attendues dans des conditions normales de réseau, soit en situation N. Or, dès lors que des cas de modulation sont attendus en situation N, le volume attendu de limitations d'injection (qui permet de déterminer le seuil contractuel) augmente de manière très significative. A telle enseigne que, dans ces cas de figure, le producteur est bien davantage impacté (en moyenne) par la modulation en N, que par la modulation en N-1. Selon la CWaPE, la prise en compte d'une périodicité autre qu'annuelle nécessiterait de prendre en compte une périodicité différente (et donc des seuils contractuels différents) pour la modulation en N et la modulation en N-1. Un tel choix contribuerait à complexifier exagérément le modèle, et ce d'autant qu'il y aurait alors lieu également d'être en mesure de distinguer ces types de modulation pour éviter une situation où un « pot » de MWh gratuits destiné à la modulation en N-1 ne soit utilisé par le gestionnaire de réseau en situation N, et inversement ;
- La périodicité des interventions programmées est différente selon l'actif réseau examiné, notamment en ce qui concerne celles destinées à l'entretien des transformateurs et celles destinées à l'entretien des lignes en amont des postes de transformation. La prise en compte de ces périodicités différentes complexifierait davantage encore le modèle, et le rendrait encore moins lisible pour l'utilisateur de réseau ;

- En cas d'interventions programmées, soit durant les années où le seuil contractuel aurait été sous-estimé, le gestionnaire de réseau sera davantage incité à recourir à tous les moyens à sa disposition pour réduire le volume de limitations d'injection. Parmi ces moyens, en-dehors des investissements supplémentaires, nous notons en particulier :
 - o la recherche d'une concomitance entre les travaux d'entretien des actifs du réseau et ceux des unités de production susceptibles de subir des limitations d'injection ; ou encore,
 - o le recours à de la flexibilité commerciale permettant d'éviter des limitations d'injection soumis à compensation financière.

- **Valorisation du volume d'énergie modulée dans le cadre de la compensation financière**

La méthodologie de valorisation de la compensation financière, à la suite d'une consultation des gestionnaires de réseau et des producteurs, fera l'objet d'une communication de la CWaPE.

A l'heure actuelle, cette valorisation prend la forme suivante :

$$\text{Compensation financière} = \text{Valeur de la commodité} + \text{Valeur du soutien} - \text{Coût épargné}$$

Une des questions pendantes de ce régime de valorisation, soulevé par certains producteurs, porte sur la prise en compte ou non d'une dernière composante reflétant le coût de l'équilibrage associé à l'énergie modulée.

La CWaPE est d'avis que ce point sera traité par la mise en œuvre ultérieure par les gestionnaires de réseau d'un mécanisme visant à *assurer la correction du périmètre du responsable d'équilibre du producteur pour les volumes à compenser* conformément à l'article 29, § 3, du décret électricité.

- **Le cas particulier des unités de stockage**

En son article 26, § 2sexies, le décret électricité précise :

« § 2sexies. Dans le cadre de la mise en œuvre de la présente disposition, les unités de stockage raccordées au réseau de distribution ou de transport local et mises en service à une date postérieure à la date d'entrée en vigueur de la présente disposition sont assimilées à des unités de production d'électricité non verte, à moins qu'elles ne concernent un site qui ne peut pas prélever de l'énergie sur le réseau. Dans ce dernier cas, ces unités sont assimilées aux unités de production qu'elles desservent et la compensation financière serait plafonnée à la capacité d'injection associée à celles-ci. ».

Il résulte de cette disposition que :

- une unité de stockage d'électricité verte doit être distinguée des unités de stockage d'électricité grise et peut être assimilée à l'unité de production d'électricité verte qu'elle dessert si elle concerne un site qui ne peut prélever de l'énergie sur le réseau ; et
- dans ce cas, la compensation financière est plafonnée à la capacité d'injection associée à cette unité de production d'électricité verte.

Sur le plan de l'estimation du volume d'énergie à compenser, cette disposition soulève des difficultés de par le fait que le régime de compensation financière, basé sur l'application de l'article 26, § 2^{ter}, du décret électricité, repose dorénavant sur des MWh perdus donnant droit ou non à une compensation financière en fonction du fait que le seuil contractuel est atteint ou non, et non plus sur la base de la distinction entre capacité d'injection permanente (compensée) et capacité d'injection flexible (non compensée).

En outre, l'estimation du volume d'énergie non déstockée durant la période soumise à la consigne du gestionnaire de réseau est d'autant plus problématique que l'estimation d'un volume d'énergie modulée devrait reposer sur la comparaison entre le volume maximum autorisé (par la consigne) d'injection et le volume d'injection attendu établi sur la base d'une courbe de référence. Or, l'établissement d'une telle courbe de référence pour une unité de stockage est problématique de par le fait que le comportement de ces unités est réputé plutôt imprévisible⁸ (en comparaison avec les unités de production) et que le volume d'énergie stockée dans l'unité de stockage (susceptible d'être injectée durant la période concernée) est inconnu du gestionnaire de réseau.

De même, sur la question de la valorisation de l'énergie modulée, dès lors qu'il s'agit d'énergie non déstockée, plutôt que d'énergie non produite, il est difficile d'associer une valeur à celle-ci alors qu'elle pourrait être réinjectée ultérieurement.

Conformément au décret, dans le cadre de cette proposition :

- une distinction est faite entre le stockage d'électricité verte et le stockage d'électricité non verte selon les principes repris à l'article 26, § 2^{sexies}. Celle-ci intervient notamment dans le classement des unités de stockage dans l'ordre de priorité d'accès de ces unités ;
- comme les unités de production d'électricité grise, les unités de stockage d'électricité non verte ne sont pas éligibles à la compensation financière.

En outre, la CWaPE propose que :

- la valeur de l'énergie non déstockée d'une unité de stockage verte soit réputée nulle ; et que
- les gestionnaires de réseau soient dispensés de réaliser le calcul du volume d'énergie non déstockée d'une unité de stockage verte comme celui d'une unité de stockage non verte (du fait de l'impossibilité d'établir une courbe de référence permettant de simuler le comportement de l'unité de stockage sur la période de temps concernée).

• **Le cas particulier d'une demande d'augmentation de puissance**

Les discussions avec les gestionnaires de réseaux montrent qu'il serait difficile de prévoir plusieurs dates de réservation en cas d'augmentation de la capacité de production d'une même filière. Dès lors, une augmentation de puissance au sein d'une même filière nécessiterait une modification de la date de réservation de la capacité globale. L'ordre au niveau du LIFO serait donc également modifié pour la capacité initiale.

⁸ En fonction de ses paramètres d'optimisation, une batterie peut - en très peu de temps - passer d'une situation d'injection sur le réseau à une situation de prélèvement, et inversement.

Cependant, la CWaPE suggère que le volume d'énergie non produite associé à la puissance initiale soit préservé et ajouté à celui de la nouvelle demande. Le « pot gratuit » du producteur devrait donc être vidé plus rapidement (du fait de la modification de la date de réservation de la capacité), mais la taille de la partie historique de ce pot ne serait pas augmentée par la dégradation du site de production dans l'ordre de priorité.

A titre d'exemple, supposons que :

- une unité de production dite historique d'une puissance de 10 MVA située sur un site auquel s'ajouterait une nouvelle demande de raccordement pour une nouvelle unité (de la même filière) d'une puissance de 5 MVA ;
- le seuil contractuel associé à l'unité de production de 10 MVA aurait historiquement été estimé et établi à un volume d'énergie modulée équivalent à 3 % de sa production attendue ;
- le seuil contractuel associé à la nouvelle demande (5 MVA), estimé au stade de la nouvelle étude préalable, correspondrait à un volume d'énergie modulée équivalent à 5% de sa production attendue ;

Dans cet exemple, le nouveau seuil contractuel correspondrait à un volume d'énergie modulée correspondant à :

$3\% \text{ de } 10 \text{ MVA} + 5\% \text{ de } 5 \text{ MVA}$ de cette filière de production

Dans l'hypothèse où l'augmentation de puissance porte sur une filière différente de la filière initiale, il serait cependant possible de conserver la date de réservation de la capacité pour la filière "historique". La nouvelle demande (portant sur une unité de production d'une autre filière) pourrait dès lors être traitée de manière distincte tant au niveau du LIFO qu'au niveau (comme dans le cas précédent) de l'estimation du volume d'énergie non produit.

4.3.4. Les installations de production et de stockage d'une puissance supérieure à 56 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA

Les unités de production et de stockage d'une puissance inférieure ou égale à 250 kVA ne sont pas soumises à l'obligation de pouvoir moduler en cas de consigne du gestionnaire de réseau.

Si l'étude préalable ne met pas en évidence de risque de congestion en cas de mise en service de l'unité, alors son raccordement n'est pas de nature à soulever de risque pour le réseau, ni de risque de détérioration de la situation des producteurs historiques.

Par contre, si l'étude préalable met en évidence que le risque de congestion serait amplifié en cas de mise en service de l'unité, un raccordement sans condition de celle-ci aboutirait à détériorer la situation des producteurs historiques qui risqueraient d'être modulés davantage du fait de l'injection de cette unité.

Conformément à l'article 26, § 2^{quater}, du décret, ces unités pourront bénéficier du régime de raccordement avec accès flexible octroyé aux unités de plus grande puissance, à condition toutefois que ces unités soient en mesure de répondre à un ordre de modulation du gestionnaire de réseau. A défaut, le gestionnaire de réseau pourra demander des garanties pour que l'injection reste en tout temps inférieur de cette filière de production au seuil risquant d'engendrer la congestion.

4.3.5. Les installations de production avec accès flexible dont le contrat a été signé avant l'entrée en vigueur de l'AGW proposé

Les contrats des installations de production avec accès flexible dont le contrat a été signé avant l'entrée en vigueur de l'AGW proposé devront être adaptés pour être cohérents avec la philosophie des nouvelles dispositions décrétales en matière de raccordement avec accès flexible des unités de production décentralisée.

La CWaPE propose que l'actualisation de ces contrats s'effectue de la façon suivante :

- le volume estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection correspondant à une capacité d'injection permanente est réputé nul. Ce volume d'énergie non produite, lorsqu'il correspond à une capacité d'injection flexible, est celui qui a été estimé au stade de l'étude préalable ou, le cas échéant, de l'analyse coût-bénéfice menées préalablement à la conclusion du contrat ;
- sur la base de volume estimé d'énergie non produite et des modalités définies à l'article 23, §§ 2 et 3, de la proposition d'AGW, il est possible d'en déduire le seuil contractuel et, le cas échéant, le volume additionnel d'énergie non produite non soumis à compensation financière.

Cette approche garantirait au producteur :

- au minimum, une équivalence de traitement au niveau contractuel par rapport à la situation actuelle car toute modulation de la capacité d'injection permanente conduira à une compensation financière dans le nouveau régime (comme dans le régime actuel). En cela, les droits acquis des producteurs sont préservés ;
- dans le cas où il bénéficie, dans le régime actuel, d'une capacité d'injection flexible, de voir son risque limité au volume d'énergie non produite (plafonné à 5% du productible attendu) estimé au stade de l'étude préalable, alors que son risque porte actuellement sur l'entièreté de sa capacité d'injection flexible. Cette situation est plus favorable au producteur que le régime actuellement applicable.

4.4. Le rapportage des gestionnaires de réseau

La proposition d'AGW ci-après prévoit en matière de rapportage des gestionnaires de réseaux des dispositions plus étendues que celles prévues actuellement par l'AGW du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière, lequel est abrogé selon la présente proposition de la CWaPE. Celles-ci prévoient ainsi :

- l'ajout d'une disposition destinée à refléter le mécanisme de rapportage imposé par l'article 13, (4), du Règlement (UE) 2019/943 ;

« Article 13. [...]

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'ajout d'un rapport spécifique à destination des producteurs ayant reçu des consignes de limitation d'injection. Cette disposition a pour objectif de fournir aux producteurs un certain niveau de transparence sur les limitations d'injection destinées à prévenir les situations de congestion.

5. PROPOSITION D'ARRÊTÉ DU GOUVERNEMENT WALLON RELATIF À LA GESTION DES CONGESTIONS ISSUES DES UNITÉS DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ RACCORDÉES SUR LE RÉSEAU MOYENNE ET HAUTE TENSION

Le Gouvernement wallon,

Vu le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, l'article 26 modifié en dernier lieu par le décret du 5 mai 2022 modifiant diverses dispositions en matière d'énergie dans le cadre de la transposition partielle des directives 2019/944/UE du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et 2018/2001/UE du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et en vue d'adapter les principes relatifs à la méthodologie tarifaire ;

Vu la proposition n° XXXX du XX XX XXXX de la CWaPE d'arrêté du Gouvernement wallon relatif à la gestion des congestions issues des unités de production et de stockage d'électricité raccordées sur le réseau moyenne et haute tension, prise sur la base de l'article 26, § 2 *quinquies*, du décret précité ;

Considérant que celle-ci a fait l'objet d'une concertation des acteurs de marché et des gestionnaires de réseaux conformément à l'article 26, § 2 *quinquies* ;

Vu l'avis XXXXX/XX du Conseil d'Etat, donné le XX XX XXXX, en application de l'article 84, § 1^{er}, alinéa 1^{er}, 1°, des lois sur le Conseil d'Etat, coordonnées le 12 janvier 1973 ;

Sur proposition du Ministre ayant l'Energie dans ses attributions,

Après délibération,

ARRETE

Projet d'arrêté du Gouvernement wallon relatif à la gestion des congestions issues des unités de production et de stockage d'électricité raccordées sur le réseau moyenne et haute tension

Titre 1. - Définitions

Article 1^{er}. Pour l'application du présent arrêté, l'on entend par :

1° « analyse coût-bénéfice » : l'évaluation du caractère économiquement justifié, telle que visée à l'article 26, § 2^{ter} du décret, d'un projet d'adaptation du réseau visant à satisfaire au mieux la demande de raccordement d'un projet de site de production d'électricité verte ;

2° « capacité d'injection flexible » : le droit d'accès au réseau exprimé en voltampères (VA) et octroyé au producteur par le gestionnaire de réseau de manière supplémentaire à la capacité d'injection permanente en mettant à disposition tous les éléments de son réseau ;

3° « capacité d'injection permanente » : le droit d'accès au réseau octroyé au producteur, exprimé en voltampères (VA) dont la disponibilité est garantie tant sur base des éléments principaux que des éléments redondants de fiabilité du réseau et déterminée conformément à la méthodologie visée à l'article 3, § 2 ;

4° « congestion » : l'état d'un élément du réseau lorsque la capacité maximum de transit y est atteinte et risque de mettre à mal la sécurité du réseau ;

5° « consigne » : l'ordre d'activation envoyé par le gestionnaire de réseau au producteur afin de réduire l'injection de puissance électrique au niveau de son point de raccordement en vue de prévenir ou de remédier à la survenance de congestions sur le réseau d'électricité et exprimé en termes de puissance active maximale d'injection autorisée et de délai de réaction ;

6° « compensation financière » : le dédommagement alloué au producteur selon les modalités prévues à l'article 23 du présent arrêté conformément au décret, pour compenser les pertes de revenus découlant de l'application de consignes ;

7° « correction du périmètre du responsable d'équilibre » : le moyen visant à neutraliser les impacts éventuels de l'application de la consigne sur le responsable d'équilibre ;

8° « mécanisme de redispatching » : une mesure, y compris de réduction, qui est activée par un ou plusieurs gestionnaires de réseau de transport ou de réseau de distribution et consistant à modifier le modèle de production, de charge, ou les deux, de manière à modifier les flux physiques sur le système électrique et soulager ainsi une congestion physique ou assurer autrement la sécurité du système ;

9° « coût d'investissement unitaire maximum de référence » : la valeur pivot en deçà de laquelle le coût d'un projet de renforcement du réseau rapporté sur la production d'électricité verte que sa mise en œuvre permettrait est jugé économiquement justifié ;

10° « décret » : le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité ;

11° « demande de raccordement » : la somme des puissances exprimées en voltampères (VA) et installées en aval du point de raccordement, réparties par source d'énergie primaire, pour lesquelles l'utilisateur de réseau souhaite disposer d'un raccordement au réseau ;

12° « demandeur » : la personne, physique ou morale, qui introduit une demande auprès du gestionnaire de réseau en vue du raccordement d'un projet de site de production ou de stockage ;

13° « énergie verte » : l'électricité verte telle que définie à l'article 2 du décret ;

14° « étude préalable » : l'étude réalisée par le gestionnaire de réseau visant à établir les conditions particulières d'accès au réseau à reprendre dans le contrat de raccordement conformément à l'article 4, et évaluer, en application de l'article 6 et préalablement à l'analyse coût-bénéfice réalisée par la CWaPE, le caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau ;

15° « point de raccordement » : la localisation physique et le niveau de tension du point où le Raccordement de l'utilisateur de réseau est relié au réseau ;

16° « projet de renforcement du réseau » : le projet de renforcement du réseau établi par le gestionnaire de réseau afin de supprimer, ou le cas échéant, de réduire le volume des limitations d'injection dans la zone de réseau concernée par la demande de raccordement d'un site de production d'électricité verte par rapport à celui attendu en situation de référence ;

17° « raccordement avec accès flexible » : le raccordement pour lequel le gestionnaire de réseau peut limiter temporairement l'injection d'un producteur ;

18° « situation de référence » : l'hypothèse de configuration du réseau et des flux d'énergie sur ce réseau qui est utilisée pour estimer l'énergie exprimée en kilowattheure (kWh) qui pourra être produite par un projet de site de production d'électricité verte sans projet de renforcement du réseau autre que ceux prévus dans les plans d'adaptation approuvés, le cas échéant adaptés sur une base motivée, ou jugés économiquement justifiés à la suite d'une analyse coût-bénéfice antérieure ;

19° « valeur de référence » : la valeur établie préalablement par la CWaPE sur la base de sa connaissance du marché, le cas échéant en concertation avec les gestionnaires de réseau, de laquelle le gestionnaire de réseau et la CWaPE ne peuvent s'écarter dans le cadre de l'établissement de l'étude préalable et de l'analyse coût-bénéfice ;

20° « valeur par défaut » : la valeur établie préalablement par la CWaPE sur la base de sa connaissance du marché, le cas échéant en concertation avec les gestionnaires de réseau et/ou les producteurs, et de laquelle le gestionnaire de réseau et la CWaPE peuvent, de manière motivée et en fonction des caractéristiques du projet de renforcement du réseau, s'écarter dans le cadre de l'établissement de l'étude préalable ou de l'analyse coût-bénéfice ;

21° « volume estimé d'énergie non produite » : volume annuel d'énergie active non produite, estimé au stade de l'étude préalable ou le cas échéant de l'analyse coût-bénéfice, à la suite de limitations d'injection attendues du gestionnaire de réseau tant dans des conditions normales du réseau qu'en cas de perte d'un élément du réseau ayant un effet critique sur le fonctionnement de celui-ci ;

22° « volume d'énergie modulée » : volume d'énergie active non produite estimé à la suite d'une consigne du gestionnaire de réseau ;

23° « volume d'énergie non produite non raisonnable » : le volume estimé d'énergie non produite jugé non raisonnable visé à l'article 26, § 2^{ter}, du décret. Il correspond à quinze pourcents du volume annuel de production attendu de l'installation de production ;

24° « installation historique de production ou de stockage d'électricité » : une installation de production ou de stockage d'électricité pour laquelle la date de mise en service, telle que stipulée dans l'accord de mise en service délivré par le gestionnaire de réseau, est strictement antérieure au :

a. 27 juin 2014 pour le gestionnaire de réseau de transport/transport local ;

b. 1^{er} janvier 2015 pour les gestionnaires de réseau suivants : AIEG, AIESH, Gaselwest, PBE, Réseau d'Energies de Wavre et RESA ;

c. 1^{er} mars 2015 pour l'ensemble des secteurs d'ORES ASSETS SPRL ;

25° « nouvelle installation de production ou de stockage d'électricité » : une installation de production ou de stockage d'électricité qui n'est pas historique ;

26° « règlements techniques » : le règlement technique pour la gestion du réseau de transport local d'électricité en Région wallonne et l'accès à celui-ci et le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci établis en vertu de l'article 13 du décret ;

27° « stockage d'électricité » : le stockage d'énergie tel que défini à l'article 2, 35^{onies}, du décret ;

28° « filières de production d'électricité verte » : les filières de production d'électricité verte telle que reprise à l'annexe 5 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération ;

29° « filières de production d'électricité non verte » : les filières de production d'électricité qui ne sont pas des filières de production d'électricité verte ;

30° « filières de production » : les filières de production d'électricité verte et les filières de production d'électricité non verte ;

31° « réseau moyenne et haute tension » : le réseau de distribution présentant un niveau de tension supérieur à 1 kilovolt (kV) et le réseau de transport local ;

32° « CWaPE » : Commission Wallonne pour l’Energie, telle que définie à l’article 2, 49°, du décret ;

33° « administration » : l’administration, telle que définie à l’article 2, 50°, du décret.

Titre 2. - Principe général

Art. 2. Conformément à l’article 25*decies*, § 2, du décret, le gestionnaire du réseau ne peut pas refuser le raccordement d’une installation de production ou de stockage d’électricité pour cause d’éventuelles limitations dans les capacités disponibles du réseau ou dans le réseau en amont, ou au motif que celui-ci entraînerait des coûts supplémentaires résultant de l’éventuelle obligation d’accroître la capacité des éléments du réseau dans la zone de réseau concernée.

Titre 3. - Raccordement avec accès flexible des installations de production et de stockage d’électricité sur le réseau moyenne et haute tension

Chapitre 1er. - Généralités

Art. 3. Le présent Titre précise, en application de l’article 26, §§ 2*bis* et 2*quinquies* du décret, les modalités de mise en œuvre du raccordement avec accès flexible pour les nouvelles installations de production ou de stockage d’électricité raccordées sur le réseau moyenne et haute tension, ainsi que celles du régime de compensation financière en cas de consigne de réduction ou d’interruption d’injection transmise par le gestionnaire de réseau.

Chapitre 2. - Etude préalable

Art. 4. § 1^{er}. Le raccordement des installations de production ou de stockage au réseau moyenne et haute tension fait l’objet d’une étude préalable par le gestionnaire de réseau. Cette étude préalable vise à établir les conditions particulières d’accès au réseau reprises dans le contrat de raccordement, en application de l’article 17, § 2.

§ 2. Les conditions particulières d’accès au réseau visées au paragraphe 1^{er} comprennent :

1° le volume estimé, exprimé en MWh/an, d’énergie non produite suite aux limitations d’injection susceptibles d’être imposées par le (ou les) gestionnaire(s) de réseau en vue de prévenir ou de remédier à la survenance d’une situation de congestion, tant dans des conditions normales du réseau qu’en cas de perte d’un élément du réseau ayant un effet critique sur le fonctionnement de celui-ci ;

2° le seuil contractuel visé à l’article 23, § 2, en-dessous duquel le volume d’énergie modulée n’est pas soumis à compensation financière ;

3° le cas échéant, le volume additionnel d’énergie modulée non soumis à compensation financière et les conditions de sa mise à disposition du gestionnaire de réseau conformément à l’article 23, § 3.

Les conditions particulières d’accès sont établies, par filière de production, pour chacune des situations suivantes :

1° la configuration actuelle du réseau (situation actuelle) ;

2° le cas échéant, une configuration future de réseau incluant les investissements, ainsi que leurs échéanciers, prévus dans les plans d’adaptation du réseau de distribution, de transport local et de

transport ainsi que de tout autre moyen mis en œuvre pour rencontrer en tout ou partie la demande de raccordement, tant dans des conditions normales du réseau qu'en cas de perte d'un élément du réseau ayant un effet critique sur le fonctionnement de celui-ci (situation de référence) ;

3° le cas échéant, une configuration future de réseau incluant les investissements jugés pertinents par le gestionnaire de réseau ou économiquement justifiés à la suite d'une analyse coût-bénéfice établie conformément au Chapitre 3 du présent Titre, ainsi que leurs échéanciers (situation future).

En présence d'un report des travaux visé à l'article 5, § 2, celui-ci est sans préjudice de l'application, à la date initialement prévue, des conditions particulières d'accès établies dans ces situations.

§ 3. Dans le cas des installations de stockage d'électricité, l'énergie non produite est assimilée à celle qui ne peut être déstockée suite aux limitations d'injection.

§ 4. En cas de demande pour une augmentation de puissance, les conditions particulières d'accès sont déclinées de manière distincte pour la puissance initiale et pour la demande d'augmentation de puissance.

Art. 5. § 1^{er}. Lorsque, dans des circonstances que le gestionnaire de réseau n'est pas en mesure de prévoir, une nouvelle capacité d'injection se libère, le gestionnaire de réseau la met à disposition des futurs demandeurs, en ce compris les demandeurs n'ayant pas encore reçu de proposition de raccordement, et en informe le marché par la mise à jour des informations visées à l'article 36.

§ 2. Sur demande motivée du gestionnaire de réseau, et moyennant approbation de la CWaPE, notamment en raison de retard dû à des circonstances que le gestionnaire de réseau ne maîtrise pas, le gestionnaire de réseau peut s'écarter des délais annoncés pour les investissements prévus dans les situations de référence et future, visées à l'article 4, § 2.

Art. 6. En présence d'une situation où des limitations d'injection d'électricité verte sont attendues dans des conditions normales de réseau ou lorsque le volume estimé d'énergie verte non produite est supérieur au volume non raisonnable visé à l'article 23, § 3, le gestionnaire de réseau procède également dans l'étude préalable à un examen préliminaire du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau selon une méthodologie conforme au Titre 4 du présent arrêté. L'étude préalable reprend alors l'ensemble des informations nécessaires à la réalisation de l'analyse coût-bénéfice par la CWaPE.

Le projet de renforcement du réseau visé à l'alinéa 1^{er} vise à supprimer, ou le cas échéant à réduire, le volume d'énergie verte non produite dans la zone de réseau concernée.

Art. 7. § 1^{er}. Dans les cas visés à l'article 6, le gestionnaire de réseau décrit et motive dans l'étude préalable les caractéristiques technico-économiques du projet de renforcement du réseau et de la situation de référence visée à l'article 34, en tenant compte de l'ensemble des installations de production ou de stockage susceptibles de contribuer à la formation de situations de congestion. Les caractéristiques techniques du projet de site de production d'électricité verte faisant l'objet de la demande de raccordement sont également décrites.

§ 2. La description et la motivation visées au paragraphe 1^{er} comprend :

1° l'ensemble des éléments permettant de justifier l'adéquation du projet de renforcement du réseau, en comparaison avec les autres éventuelles solutions techniques envisageables, par rapport à la demande de raccordement du projet de site de production d'électricité verte ; et

2° le cas échéant, une description des mesures étudiées en application de l'article 15, §§ 1^{er} et 2, du décret afin d'éviter la nécessité du renforcement du réseau pour satisfaire la demande de raccordement du projet de site de production d'électricité verte.

§ 3. Dans le cadre de son examen du caractère économiquement justifié du projet de renforcement du réseau, le gestionnaire de réseau peut, de manière motivée, s'écarter des valeurs par défaut telles que définies en application du présent arrêté.

§ 4. Le gestionnaire de réseau annexe à l'étude préalable les pièces justificatives permettant à la CWaPE de valider, dans le cadre de l'analyse coût-bénéfice visée au Chapitre 3 du présent Titre, les options techniques et les valeurs technico-économiques utilisées par le gestionnaire de réseau, notamment dans le cadre de l'établissement du terme spécifique au projet de renforcement du réseau à l'étude visé à l'article 31.

Art. 8. Lorsque le projet de renforcement du réseau concerne plusieurs gestionnaires de réseaux, le gestionnaire du réseau auquel le raccordement est effectué se concerta avec les autres gestionnaires de réseau concernés, notamment dans le cadre de la définition des valeurs et paramètres liés au projet de renforcement et à la situation de référence visée à l'article 34.

Art. 9. Après concertation avec les gestionnaires de réseaux et consultation des producteurs, la CWaPE peut établir un modèle destiné à l'analyse du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau, et le cas échéant, un modèle de synthèse d'étude préalable à communiquer au demandeur dans les cas visés à l'article 6.

Art. 10. § 1^{er}. Dans les cas visés à l'article 6, le gestionnaire de réseau communique, par envoi électronique et dans un délai de trente jours après réception de la demande de raccordement, les résultats préliminaires de l'étude préalable, et son annexe, à la CWaPE. Ce délai peut être prolongé de quinze jours si plusieurs gestionnaires de réseau sont concernés par le projet de renforcement du réseau.

§ 2. Dans le même délai que celui visé au paragraphe 1^{er}, le gestionnaire de réseau communique au demandeur, par envoi électronique, une synthèse de l'étude préalable.

Chapitre 3. - Analyse coût-bénéfice

Art. 11. A la suite de la réception de l'étude préalable et de son annexe, la CWaPE examine le caractère complet du dossier et réclame, le cas échéant, au gestionnaire de réseau tout élément additionnel nécessaire à la réalisation de l'analyse coût-bénéfice. Le cas échéant, elle peut, sur base motivée, demander au gestionnaire de réseau de compléter l'étude préalable en tenant compte d'hypothèses différentes de celles visées dans l'étude préalable initiale. La CWaPE fixe un délai raisonnable endéans lequel le gestionnaire de réseau communique l'ensemble des éléments additionnels sollicités et complète son étude préalable, ne pouvant dépasser trente jours à compter de la date d'envoi de la demande.

Art. 12. § 1^{er}. Une fois le caractère complet du dossier établi, la CWaPE procède à l'analyse coût-bénéfice du projet de renforcement du réseau. Cette analyse coût-bénéfice a pour objet de déterminer, selon une méthodologie conforme au Titre 4 du présent arrêté, si le projet de renforcement du réseau à l'étude est économiquement justifié ou non.

§ 2. Dans le cadre de la réalisation de l'analyse coût-bénéfice visée au paragraphe 1^{er}, la CWaPE peut, sur base motivée, s'écarter des valeurs utilisées par le gestionnaire de réseau ou des valeurs par défaut telles que définies en application du présent arrêté.

Art. 13. Dans un délai de quarante-cinq jours à compter de l'avis actant le caractère complet du dossier, la CWaPE communique sa décision concernant le caractère économiquement justifié du projet de renforcement du réseau au gestionnaire de réseau et au demandeur.

Les conclusions de l'analyse coût-bénéfice, dans les différents aspects qui la constituent, s'appliquent à l'étude préalable.

Art. 14. Le délai de réalisation des investissements qui ont été jugés économiquement justifiés à la suite d'une analyse coût-bénéfice est par principe le plus court possible, et en tous les cas est plafonné à cinq ans à compter de la date de commande des travaux de raccordement par le demandeur dont l'examen de la demande a permis de conclure au caractère économiquement justifié du projet de renforcement du réseau, ou par tout autre demandeur ayant introduit sa demande après celui-ci.

La CWaPE peut établir, en concertation avec les gestionnaires de réseaux, une liste reprenant, par type d'investissement de renforcement du réseau, un délai maximum pour la réalisation de ces travaux économiquement justifiés, sans dérogation du délai maximal de 5 ans visé à l'alinéa qui précède.

Chapitre 4. - Les installations de production et de stockage de plus de 250 kVA raccordées au réseau moyenne et haute tension

Section 1. - Raccordement avec accès flexible

Art. 15. Toute nouvelle installation de production et de stockage d'électricité de plus de 250 kVA raccordée au réseau moyenne et haute tension est connectée au moyen d'un raccordement avec accès flexible.

Section 2. - Obligation pour le producteur de pouvoir moduler sa production sur ordre du gestionnaire de réseau

Art. 16. § 1^{er}. Les nouvelles installations de production et de stockage d'électricité d'une puissance supérieure à 250 kVA sont munies d'une interface de communication permettant de recevoir les consignes de limitation de l'injection émanant du gestionnaire de réseau. L'utilisateur traduit ces consignes en un ordre de pilotage de ses installations et répond aux consignes dans les délais requis.

Le gestionnaire de réseau peut refuser l'accès d'une installation d'une puissance supérieure à 250 kVA pour laquelle l'utilisateur du réseau ne respecte pas les obligations du présent paragraphe.

§ 2. Le gestionnaire de réseau fournit à l'utilisateur de réseau l'interface de communication visée au paragraphe 1^{er} et définit le format des consignes appliquées.

§ 3. L'exigence visée au paragraphe 1^{er} vaut également pour toute augmentation de puissance, au sein d'une même filière de production ou de stockage, supérieure à 250 kVA et porte, dans ce cas, sur l'entièreté de la puissance cumulée de cette filière.

L'application de ce seuil concerne toutes les demandes introduites pour le même raccordement depuis trois ans.

§ 4. L'exigence visée au paragraphe 1^{er} peut être imposée par le gestionnaire de réseau lors d'une demande d'augmentation de puissance ou d'installation de nouvelle unité de production ou de stockage sur un raccordement existant, dont le contrat a été conclu avant le 1^{er} janvier 2015, portant le total de capacité de production ou de stockage à un niveau supérieur ou égal à 1 MVA et porte, dans ce cas, sur l'entièreté de la puissance cumulée de production ou de stockage.

Section 3. - Aspects contractuels relatifs au raccordement sur le réseau moyenne et haute tension des installations de production et de stockage d'électricité

Art. 17. § 1^{er}. Le gestionnaire du réseau propose des contrats de raccordement avec accès flexible pour les nouvelles installations de production ou de stockage d'une puissance supérieure à 250 kVA.

§ 2. Conformément à l'article 26, § 2bis, du décret, chaque contrat de raccordement avec accès flexible précise les éléments suivants :

1° la capacité d'injection et, le cas échéant, de prélèvement ;

2° Sur la base de l'étude préalable et, le cas échéant, de l'analyse coût-bénéfice visée au Chapitre 3 du présent Titre, les conditions particulières d'accès au réseau visées à l'article 4, § 2 ;

3° les modalités de réduction ou d'interruption de l'injection tenant compte, notamment, des plages de fonctionnement du site de production ou de stockage telles que communiquées par le producteur ;

4° le cas échéant, les délais dans lesquels le gestionnaire de réseau s'engage à réaliser les travaux de renforcement du réseau repris dans le plan d'adaptation et les travaux de renforcement du réseau jugés pertinents ou économiquement justifiés conformément au Titre 4 du présent arrêté ;

5° les modalités d'octroi de la compensation financière pour les pertes de revenus subies à la suite de la réduction ou l'interruption de l'injection, en ce compris les certificats verts ou tout autre régime de soutien à la production ;

6° les modalités d'estimation du volume d'énergie modulée en cas de limitation de l'accès imposé par le gestionnaire de réseau ;

7° les prévisions indicatives basées sur des données historiques et statistiques en matière de risques d'apparition d'une situation pouvant provoquer la réduction ou l'interruption de l'injection ;

8° les modalités de communication des entretiens programmés pour les éléments du réseau dont la disponibilité est critique pour garantir la capacité d'injection demandée par le producteur.

§ 3. Les contrats de raccordement flexible des installations de production et de stockage signés par les parties contractantes sont notifiés à la CWaPE par le gestionnaire de réseau, selon une périodicité définie par celle-ci.

Section 4. - Limitation d'injection des installations de production et de stockage d'électricité en vue de prévenir ou de remédier à la survenance de congestions sur le réseau

Art. 18. § 1^{er}. Une installation de production ou de stockage d'électricité telle que visée à l'article 16 peut, sur ordre du gestionnaire de réseau, faire l'objet d'une réduction ou d'une interruption d'injection visant à prévenir ou de remédier à la survenance de congestions sur le réseau.

§ 2. Les réductions ou interruption d'injection visées au paragraphe 1^{er} sont dûment motivées au producteur et reposent sur des critères objectifs techniquement et économiquement fondés.

Art. 19. § 1^{er}. Si le gestionnaire de réseau de distribution limite l'injection d'une ou plusieurs installations de production ou de stockage pour maintenir l'exploitation du réseau dans les limites de sécurité opérationnelle, la répartition du volume des limitations d'injection suit les règles suivantes :

1° le volume est d'abord assigné aux nouvelles installations de stockage d'électricité non verte, selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ;

2° si le volume nécessaire n'est pas atteint, il est assigné aux nouvelles installations de stockage d'électricité verte, selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ;

3° si le volume nécessaire n'est pas atteint, il est assigné aux nouvelles installations de production d'électricité non verte, selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ;

a) 4° si le volume nécessaire n'est toujours pas atteint, il est assigné aux nouvelles installations de cogénération de qualité selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ;

5° si le volume nécessaire n'est toujours pas atteint, il est assigné aux autres nouvelles installations de production d'électricité verte selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ;

6° si le volume nécessaire n'est pas atteint, il est assigné aux installations historiques de production dans l'ordre de priorité suivant :

a) aux installations historiques de production d'électricité non verte ; et ensuite

b) aux installations historiques de production d'électricité verte.

L'ordre d'arrivée est établi sur la base de la date de réservation de capacité acquise conformément aux règlements techniques, déclinée par filière de production ou de stockage.

En cas d'augmentation de puissance pour une filière, la date de réservation de capacité la plus récente est prise en compte pour l'ensemble de la filière.

Le gestionnaire de réseau de distribution peut déroger à la règle « dernier arrivé, premier sorti » prévue pour les catégories 1° à 5° visées à l'alinéa 1^{er}, pour autant que cette dérogation permette de respecter un critère d'optimisation économique fondé sur une minimisation des compensations financières visées à la Section 5 du présent Chapitre.

§ 2. Si le gestionnaire de réseau de transport local envoie des consignes de limitation d'injection pour maintenir l'exploitation du réseau dans les limites de sécurité opérationnelle, il envoie prioritairement ses consignes aux unités de stockage d'électricité non verte et ensuite aux unités de stockage d'électricité verte. Ensuite, il observe une règle de minimisation du volume d'énergie non produite avant, le cas échéant, d'appliquer les règles de priorité visées au paragraphe 1^{er}.

§ 3. Les consignes visées aux paragraphes 1^{er} et 2 servant au pilotage sont différenciées par filière de production ou de stockage d'électricité.

§ 4. Les consignes de limitation d'injection visées aux paragraphes 1^{er} et 2 ne peuvent porter sur une puissance supérieure à la puissance d'injection observée de l'installation de production ou de stockage.

§ 5. Les consignes de limitation d'injection visées aux paragraphes 1^{er} et 2 peuvent prendre la forme d'une consigne sur la production pour autant que la vérification de son respect porte sur le résultat attendu en matière d'injection.

Art. 20. § 1^{er}. Le gestionnaire de réseau prend toutes les mesures utiles et proportionnées en vue de limiter l'impact sur les producteurs d'actions prises pour garantir la sécurité opérationnelle du réseau.

§ 2. En ce qui concerne les interventions programmées, le gestionnaire de réseau doit pouvoir démontrer les moyens mis en œuvre pour minimiser tant la fréquence que la durée des réductions d'injection nécessaires afin de garantir la sécurité opérationnelle du réseau, notamment en favorisant la simultanéité des entretiens effectués par le gestionnaire de réseau et le producteur.

Art. 21. En cas de non-respect de la consigne par l'utilisateur du réseau dans les délais imposés, le gestionnaire de réseau peut interrompre la production qui ne respecte pas ladite consigne, sans compensation financière des pertes de revenus du producteur.

Section 5. - Disposition spécifique aux unités de stockage d'électricité

Art. 22. Les installations de stockage raccordées au réseau de distribution moyenne et haute tension ou de transport local sont assimilées à des installations de stockage d'électricité non verte, à moins qu'elles ne concernent un site de production d'électricité verte qui ne peut pas prélever de l'énergie sur le réseau autre que celle nécessaire au démarrage ou au fonctionnement des équipements auxiliaires.

Section 6. - Régime de compensation financière pour les pertes de revenus dues aux limitations d'injection

Sous-section 1. - Principes généraux

Art. 23. § 1^{er}. En cas de limitations d'injection d'électricité verte imposées par le gestionnaire de réseau en vue de prévenir ou de remédier à la survenance de congestions sur le réseau, le producteur est dédommagé pour les pertes de revenus dues aux limitations d'injection soumises à compensation financière.

§ 2. Les pertes de revenus dues aux réductions ou interruptions d'injection d'électricité verte font l'objet d'une compensation financière dès lors que le volume d'énergie modulée excède le seuil contractuel visé à l'alinéa suivant.

Le seuil contractuel en-dessous duquel le volume d'énergie modulée n'est pas soumis à compensation financière correspond au volume, estimé en MWh par an au stade de l'étude préalable ou le cas échéant de l'analyse coût-bénéfice, d'énergie non produite. Ce seuil contractuel est plafonné à cinq pourcents du volume annuel de production attendu de l'installation de production ou de stockage.

§ 3. Lorsque le volume estimé d'énergie non produite est supérieur à un volume non raisonnable, le gestionnaire de réseau peut disposer d'un volume additionnel d'énergie non produite qui n'est pas soumis à compensation financière.

Le volume additionnel d'énergie non produite non soumis à compensation financière correspond à la différence positive entre le volume d'énergie non produite estimé au stade de l'étude préalable, ou le cas échéant de l'analyse coût-bénéfice, et le volume d'énergie non produite non raisonnable, correspondant à quinze pourcents du volume de production attendu de l'installation de production ou de stockage.

Le gestionnaire de réseau bénéficie de ce volume additionnel une fois que le volume d'énergie modulée excède le volume d'énergie non produite non raisonnable.

§ 4. La conversion du volume d'énergie non produit, exprimé en MWh/an, en un pourcentage du volume de production attendu de l'installation de production ou de stockage s'effectue au moyen d'un profil standard de la filière de production ou de stockage concernée.

§ 5. Lorsque le volume estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection qui n'est pas soumis à compensation financière résulte de la prise en compte d'éléments du réseau appartenant à plusieurs gestionnaires de réseau, il est réparti entre les gestionnaires de réseau concernés en fonction de l'infrastructure à l'origine de la limitation d'injection attendue.

Art. 24. La compensation financière est octroyée au producteur sur une base mensuelle pour les sites d'une puissance maximale d'injection strictement supérieure à 250 kVA, et sur une base annuelle pour les sites de production d'une puissance maximale d'injection inférieure ou égale à 250 kVA. L'ensemble des activations d'une année donnée devra être compensé, sous réserve de la vérification des conditions d'octroi de cette compensation financière, dans les 3 mois suivant la fin de l'année considérée.

Art. 25. La compensation financière des pertes de revenus du producteur est due par le gestionnaire de réseau de distribution ou le gestionnaire de réseau de transport local en fonction de l'infrastructure à l'origine de la limitation d'injection.

Art. 26. Lorsque l'injection sur un point d'accès a été interrompue ou limitée par le gestionnaire de réseau, le gestionnaire de réseau ayant émis la consigne informe également le gestionnaire de réseau de transport des volumes d'énergie non injectée. Le gestionnaire de réseau de transport informe sans délais le responsable d'équilibre des volumes activés, de manière agrégée pour l'ensemble de son portefeuille. Le gestionnaire de réseau sur lequel le producteur est raccordé, communique cette information également au détenteur d'accès qui reçoit cette information par point d'accès concerné par la contrainte.

Sous-section 2. - Estimation du volume d'énergie modulée

Art. 27. Le gestionnaire du réseau auquel l'installation de production est raccordée est responsable de l'estimation des volumes d'énergie modulée qui n'ont pas pu être produits à la suite de consignes de réduction ou d'interruption de la production.

Art. 28. § 1^{er}. Le volume d'énergie modulée est calculé pour chaque période élémentaire, exprimée en quart d'heure, constituant la durée d'application de l'ordre d'interruption ou de limitation. Son estimation tient compte des plages de fonctionnement disponibles respectant la consigne.

§ 2. Pour les filières dites intermittentes, dont l'éolien et le photovoltaïque, l'estimation se base sur l'utilisation d'un profil de référence alimenté par les données de mesures des sites de production similaires situés en Région wallonne. Les caractéristiques individuelles du site de production sont prises en compte par l'utilisation d'un facteur de qualité, défini comme le rapport entre d'une part, la puissance fournie par un site de production durant une période donnée et, d'autre part, la puissance fournie des sites de production du même type sur cette même période. Le facteur de qualité est défini par site de production. A défaut de données historiques, le facteur de qualité d'un site de production est supposé égal à un.

§ 3. Pour les filières dont le niveau de production peut raisonnablement être qualifié de prévisible ou de contrôlable, l'estimation peut se baser sur les données de nomination lorsqu'elles sont disponibles ou sur les prévisions fournies par le producteur ou encore sur les données mesurées immédiatement antérieures et postérieures à l'activation.

§ 4. Par dérogation aux paragraphes 1^{er} à 3, après accord entre le producteur et le gestionnaire du réseau de distribution auquel il est raccordé, et approbation de la CWaPE, une méthode alternative d'estimation des volumes d'énergie modulée peut être utilisée. A défaut d'accord entre les parties, celles-ci peuvent requérir une rencontre en présence de la CWaPE.

§ 5. En cas de modulation d'une unité de stockage, le gestionnaire de réseau n'est pas soumis à l'obligation d'estimer le volume d'énergie modulée.

Sous-section 3 : Valorisation des volumes soumis à compensation financière

Art. 29. § 1^{er}.

La compensation financière est déterminée en appliquant au volume d'énergie à compenser un prix de référence reflétant la perte de revenus imposée au producteur.

La compensation financière se compose de trois parties : une composante A qui vise à compenser la valeur de l'électricité qui n'a pas pu être produite, une composante B qui vise à compenser les certificats verts ou tout autre mode de soutien qui n'ont pas pu être attribués au producteur, et une composante C qui vise à prendre en compte, en déduction des autres composantes, les éventuels coûts évités par le producteur.

La composante A est déterminée sur la base d'une formule de référence tenant compte de la valeur de l'électricité qui n'a pas pu être produite. La composante B est déterminée sur la base d'une formule de référence tenant compte du modèle de soutien. La composante C est déterminée sur la base d'une formule de référence tenant compte des coûts évités engendrés par la réduction d'injection sur le réseau, en ce inclus les coûts évités d'injection.

Les formules de référence utilisées pour calculer les composantes A, B et C sont arrêtées par la CWaPE, après consultation de l'Administration, des producteurs et des gestionnaires de réseau, et sont publiées sur son site internet.

Les pertes de revenu associées aux limitations d'injection des installations de stockage sont réputées nulles.

§ 2. Après consultation des producteurs, les gestionnaires de réseau mettent en œuvre un mécanisme visant à informer le marché des consignes de limitation et à assurer la correction du périmètre du responsable d'équilibre du producteur pour les volumes à compenser, sous réserve de l'accord de la CWaPE quant au caractère proportionné des coûts de mise en œuvre du mécanisme au regard des volumes d'énergie devant être compensés.

§ 3. Lorsque les gestionnaires de réseau corrigent le périmètre du responsable d'équilibre du producteur pour les volumes à compenser, la composante A n'est pas due.

Chapitre 5. - Les installations de production et de stockage d'une puissance supérieure à 56 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA raccordées sur le réseau moyenne et haute tension

Art. 30. Lorsque, à la suite d'une demande de raccordement sur le réseau moyenne et haute tension pour un site de production ou de stockage d'une puissance supérieure à 56 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA, l'étude préalable met en évidence le risque d'apparition de congestions nécessitant de procéder à des limitations d'injection, pour mettre à disposition la capacité totale demandée, ces installations peuvent bénéficier du régime visé au Chapitre 4 du présent Titre, pour autant qu'elles soient mises en service à une date postérieure à la date d'entrée en vigueur de la présente disposition et que l'utilisateur du réseau soit capable de réduire son injection en cas de congestion. Dans le cas

contraire, le gestionnaire de réseau peut demander des garanties pour que l'injection reste, en tout temps, inférieure au seuil risquant d'engendrer la congestion.

Titre 4. - Modalités de calcul pour l'examen du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau

Chapitre 1^{er}. - Dispositions transversales relatives aux modalités de calcul

Art. 31. § 1^{er}. L'analyse technico-économique menée dans le cadre de l'étude préalable et de l'analyse coût-bénéfice est établie sur la base d'une comparaison entre :

1° d'une part, un terme spécifique au projet de renforcement du réseau à l'étude composé d'un numérateur reflétant le coût du projet de renforcement du réseau de distribution ou de transport local et d'un dénominateur reflétant la production d'électricité verte supplémentaire attendue du fait de la réalisation du projet de renforcement du réseau et ;

2° d'autre part, un terme de référence reflétant le coût d'investissement unitaire maximum de référence, adapté, le cas échéant, en fonction d'un coefficient correctif visant à tenir compte d'un éventuel écart structurel significatif, observé ou attendu, par rapport aux objectifs en matière d'énergie renouvelable exprimés par filière, pour autant qu'une des causes présumées de cet écart se situe dans les modalités de calcul établies en application du Titre 4.

§ 2. Le projet de renforcement du réseau est jugé économiquement justifié lorsque le terme spécifique au projet de renforcement du réseau à l'étude est inférieur ou égal au terme de référence.

§ 3. Après concertation avec les gestionnaires de réseau et les producteurs et après consultation de l'Administration, la CWaPE établit une valeur de référence pour le coût d'investissement unitaire maximum de référence visé au paragraphe 1^{er}.

Chapitre 2. - Détermination du numérateur

Art. 32. § 1^{er}. Le numérateur visé à l'article 31, § 1^{er}, 1°, reprend la différence entre, d'une part, les coûts associés au projet de renforcement du réseau de distribution ou de transport local visant à satisfaire au mieux la demande de raccordement et, d'autre part, ceux associés à une situation de référence.

§ 2. Les coûts visés au paragraphe 1^{er}, 1°, sont constitués des coûts d'investissement portant sur le ou les tronçons du réseau concernés par le projet de renforcement du réseau. Les interventions de tiers, en cas de mise en œuvre des travaux de renforcement du réseau, sont déduites des coûts d'investissement.

§ 3. Les coûts visés au paragraphe 1^{er}, 1°, sont établis en tenant compte de :

1° l'utilisation attendue du ou des investissements réseau concernés au terme de la durée de vie économique des sites de production d'électricité verte concernés par le projet de renforcement du réseau. Par défaut, la durée de vie économique des sites de production d'électricité verte est supposée égale à celle du projet de renforcement du réseau.

2° l'utilisation attendue du ou des investissements réseau concernés au-delà de la puissance des sites de production d'électricité verte concernés par le projet de renforcement du réseau.

La CWaPE peut établir des valeurs par défaut pour les paramètres intervenant dans l'établissement des coûts conformément à l'alinéa 1er.

Chapitre 3. - Détermination du dénominateur

Art. 33. § 1^{er}. Le dénominateur visé à l'article 31, § 1^{er}, 1°, est établi, en tenant compte de l'ensemble des sites de production d'électricité verte impacté par le projet de renforcement du réseau :

1° sur la base de la différence entre d'une part, la production d'énergie attendue en cas de réalisation du projet de renforcement du réseau, et d'autre part, la production d'énergie attendue en situation de référence ;

2° par dérogation au 1°, lorsque le gestionnaire de réseau applique des conditions particulières d'accès tenant compte du volume additionnel d'énergie non produite non soumis à compensation financière visé à l'article 4, § 2, sur la base de la production totale d'énergie estimée en l'absence de limitations d'injection.

§ 2. L'estimation visée au paragraphe 1^{er} tient compte de la durée de vie économique des sites de production d'électricité verte existants ou en projet concernés par le projet de renforcement du réseau et de leurs profils de production. Par défaut, la durée de vie économique des sites de production d'électricité verte est supposée égale à celle du projet de renforcement du réseau.

§ 3. L'estimation de l'énergie non produite tient compte des prévisions en matière de risque d'apparition d'une situation pouvant provoquer la réduction ou l'interruption de l'injection.

§ 4. La CWaPE peut établir des valeurs par défaut pour la durée de vie économique et le profil de production par filière de production d'électricité verte. Ces valeurs par défaut peuvent être variables en fonction des filières de production d'électricité verte.

Chapitre 4. - La situation de référence

Art. 34. § 1^{er}. Par défaut, la situation de référence visée aux articles 32, § 1^{er} et 33, § 1^{er}, est celle définie par le dernier plan d'adaptation du réseau approuvé par la CWaPE, le cas échéant adaptée en vue de tenir compte des projets de renforcement du réseau ayant préalablement été, au terme d'une analyse coût-bénéfice appliquée conformément au présent Titre, qualifiés d'économiquement justifiés, et des capacités de prélèvement ou d'injection déjà contractualisées mais pas encore en service.

§ 2. Sur une base motivée, et après validation de la CWaPE, la situation de référence prise en compte dans l'étude préalable ou dans l'analyse coût-bénéfice peut s'écarter de celle visée au paragraphe 1^{er}.

Titre 5. - Obligations de rapportage et de publication

Art. 35. § 1^{er}. Les interruptions et réductions d'injection effectuées sur ordre du gestionnaire du réseau font l'objet d'un rapportage à la CWaPE, notamment en termes de volume d'énergie modulée, d'énergie donnant droit à une compensation des pertes financières, de niveau de puissance, de moment d'activation et de durée.

§ 2. Le raccordement des installations de production ou de stockage sur le réseau moyenne et haute tension décentralisée, est l'objet d'un rapportage à la CWaPE par le gestionnaire du réseau.

§ 3. Les gestionnaires de réseau de transport local et les gestionnaires de réseau de distribution concernés font également rapport à la CWaPE au moins une fois par an sur :

1° 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 ;

2° les motifs, les volumes en MWh et le type de sources de production soumis à un redispatching ; et

3° les mesures prises pour diminuer, à l'avenir, le besoin de redispatching à la baisse des installations de production utilisant les installations de production d'électricité verte, y compris les investissements dans la numérisation de l'infrastructure de réseau et dans les services qui augmentent la flexibilité.

§ 4. Après concertation avec les gestionnaires de réseau, la CWaPE fixe la portée, la fréquence et les modalités pratiques des rapportages visés aux paragraphes 1^{er} à 3.

§ 5. Les gestionnaires de réseaux établissent, au moins une fois par an, un rapport spécifique à l'attention des producteurs ayant fait l'objet de limitations d'injection. Ce rapport spécifique répond à au modèle établi conformément à l'article 38, § 6.

Art. 36. Chaque gestionnaire de réseau publie sur son site internet la capacité d'injection disponible et future sur son réseau, pour chaque ensemble de charges et de sites de production qui est considéré pour la planification du réseau et notamment pour le dimensionnement de la transformation vers la moyenne tension.

Titre 6. – De l'ensemble des documents devant faire l'objet d'une approbation ou d'une publication par la CWaPE

Art. 37. § 1^{er}. Après concertation avec les gestionnaires de réseau et les producteurs et après consultation de l'Administration, la CWaPE publie la méthodologie permettant d'appliquer les modalités de calcul visées au Titre 4.

§ 2. Après concertation avec les gestionnaires de réseau et les producteurs et après consultation de l'Administration, la CWaPE publie les valeurs de référence et les valeurs par défaut visées au Titre 4.

Art. 38. § 1^{er}. Les gestionnaires de réseau proposent pour approbation à la CWaPE une méthode d'estimation des conditions particulières d'accès au réseau conforme à l'article 4, § 2. Après approbation par la CWaPE, cette méthode est publiée sur le site internet des différents gestionnaires de réseau.

§ 2. Les gestionnaires de réseau proposent pour approbation à la CWaPE une méthode d'estimation des volumes d'énergie modulée conforme à l'article 28, et qui aura préalablement été soumise pour avis aux producteurs. Cette méthode est basée sur des données auditables, et est adaptée à la filière de production considérée, à sa classe de puissance et tient compte du caractère raisonnablement prévisible ou non de la source d'énergie primaire. Après approbation par la CWaPE, cette méthode d'estimation des volumes d'énergie modulée est publiée sur le site internet des différents gestionnaires de réseau.

§ 3. Après consultation avec les producteurs, les gestionnaires de réseau définissent et soumettent à l'approbation de la CWaPE la procédure visant à compenser les pertes de revenus du producteur au moyen de simples transactions financières. Cette procédure tient compte du type de comptage du producteur, de la présence ou non d'un dispositif de contrôle-commande ainsi que de la période d'application du régime de soutien à la production d'électricité verte sur la base des données

transmises par le producteur d'électricité verte. Après approbation par la CWaPE, cette procédure est publiée sur le site internet des différents gestionnaires de réseau.

§ 4. Les gestionnaires de réseaux soumettent à l'approbation de la CWaPE les modalités de mise en œuvre de l'article 23, § 5.

§ 5. Après consultation des producteurs, les gestionnaires de réseaux soumettent à l'approbation de la CWaPE la liste des critères objectifs techniques et économiquement fondés visés à l'article 18, § 2. Après approbation par la CWaPE, cette liste est publiée sur le site internet des différents gestionnaires de réseau. Le cas échéant, cette liste est actualisée après approbation de la CWaPE.

§ 6. Après consultation avec les producteurs, les gestionnaires de réseaux soumettent à l'approbation de la CWaPE le modèle de rapport spécifique visé à l'article 35, § 5.

Titre 7. - Dispositions transitoires et finales

Art. 39. Lors de leur première mise en œuvre, les dispositions du Titre 6 doivent avoir produit leurs effets au plus tard dans les six mois de leur entrée en vigueur, laquelle est déterminée conformément à l'article 44 du présent arrêté.

Art. 40. Pour les installations historiques de production d'électricité sans accès flexible :

- Le seuil contractuel visé à l'article 4, § 2, est égal à zéro MWh/an ;
- Il n'y a pas de volume additionnel d'énergie non produite non soumis à compensation financière.

Les autres installations historiques de production d'électricité sont assimilées dans le cadre du présent arrêté à des nouvelles installations de production d'électricité et leurs contrats de raccordement doivent être actualisés en vue de tenir compte des dispositions du présent arrêté.

Art. 41. § 1^{er}. Les contrats de raccordement des nouvelles installations de production, signés avant l'entrée en vigueur du présent arrêté, sont adaptés pour être conformes aux dispositions du présent arrêté. Le gestionnaire de réseau peut se limiter à transmettre, moyennant accusé de réception, un courrier informant le producteur des nouvelles conditions contractuelles qui lui seront dorénavant applicables en application du présent arrêté.

Ces nouvelles conditions contractuelles sont d'application à la date d'entrée en vigueur du présent arrêté.

§ 2. Dans le cadre de la mise en conformité visée au paragraphe 1^{er}, le volume estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection, tel que mentionné à l'article 4, § 2, du présent arrêté, correspondant à une capacité d'injection permanente est réputé nul. Ce volume d'énergie non produite, lorsqu'il correspond à une capacité d'injection flexible, est celui qui a été estimé au stade de l'étude préalable ou, le cas échéant, de l'analyse coût-bénéfice menées préalablement à la conclusion du contrat.

Art. 42. Lors de l'année calendaire correspondant à la date d'entrée en vigueur du présent arrêté, les conditions particulières d'accès sont calibrées au prorata du nombre de jours restants de cette année calendaire.

Art. 43. 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 est abrogé.

Art. 44. Le présent arrêté entre en vigueur huit mois après sa publication au *Moniteur belge*.

Sauf en ce qui concerne les dispositions dont la date d'entrée en vigueur est fixée par l'alinéa 1^{er}, les articles 37, 38 et 41, § 1^{er}, alinéa 1^{er}, du présent arrêté entrent en vigueur le dixième jour qui suit la publication du présent arrêté au *Moniteur belge*.

Art. 45. Le ministre qui a l'Énergie dans ses attributions est chargé de l'exécution du présent arrêté.

* *
*

6. ANNEXES

- I. Commentaires stakeholders ;
- II. Proposition AGW TFLEX 2023 : version soumise à concertation.

Numéro	Article	§	Auteur	Commentaire	CWaPE
1	1er		ELIA	Conserver le principe et la définition de "correction du périmètre du responsable d'équilibre" : le moyen visant à neutraliser les impacts éventuels de l'application de la consigne sur le responsable d'équilibre	Pas d'objection.
2	1er		ELIA	13° le projet de renforcement du réseau : le projet de renforcement du réseau établi par le gestionnaire de réseau afin de de supprimer, ou le cas échéant, de réduire le volume des limitations d'injection dans la zone de réseau concernée par la demande de raccordement d'un site de production ou de stockage vert par rapport à celui attendu en situation de référence ;	Pas d'objection sous réserve que les projets de renforcement de réseau étudiés sont destinés à <i>permettre une capacité d'accueil supplémentaire d'injection d'électricité verte</i> (art.26, §2ter du décret). Or, selon la CWaPE, la modulation d'une unité de stockage ne réduit pas l'injection d'électricité verte mais la déplace.
3	1er		ELIA	Conserver dans les définitions 21° à 23° la notion de volume d'énergie active non produite	Pas d'objection sous réserve que le 23° renvoie au 21° qui, lui, sera adapté.
4	1er		ORES	Capacité d'injection permanente: "le droit d'accès au réseau octroyé au producteur, exprimé en voltampères (VA) [...]" ==> Quelles sont les modalités de modulation pour la puissance réactive (VAR)? Tant pour la puissance active c'est clair, selon moi, la consigne envoyée à un production et une puissance maximale à ne pas dépasser. Par contre, pour la puissance réactive, ce n'est pas clair. Où est-ce que est défini? Voir annexe dans l'onglet "modulation puissance réactive" qui était un début de réflexion partagé avec la CWaPE en 2015	Copier-coller art.1, 3° AGW actuel. <u>Rappel</u> : la consigne est exprimée en termes de puissance active maximale d'injection autorisée. La modulation de la puissance réactive est hors scope de la présente proposition.
5	1er		ORES	Capacité d'injection permanente: le droit d'accès au réseau octroyé au producteur, exprimé en voltampères (VA) dont la disponibilité est garantie tant sur base des éléments principaux que des éléments redondants de fiabilité du réseau et déterminée conformément à la méthodologie visée à l'article 3, § 2 ==> Attention de tenir compte également du réseau télécom et de l'infrastructure IT. <u>Proposition</u> : Ajouter une précision quand on parle de "Fiabilité du réseau" en rajoutant la partie Télécom et IT.	Copier-coller art.1, 3° AGW actuel. <u>Rappel</u> : ce ne sont plus les notions de capacité d'injection permanente/flexible qui interviennent dans le droit au bénéfice d'une compensation financière.
6	1er		ORES	la congestion: l'état d'un élément du réseau lorsque la capacité maximum de transit y est atteinte et risque de mettre à mal la sécurité du réseau ==> Attention la limite que l'on reçoit d'Elia est une limite à ne pas atteindre! Le "Atteint" n'est pas correct. De plus on attend pas d'avoir une congestion pour limiter les prod. le but est d'envoyer des consignes pour éviter d'y arriver	Copier-coller de l'art.1 ,4° AGW actuel Cette définition est correcte puisque l'objectif des consignes, définies à l'art.1, 5°, est de prévenir ou de remédier à la survenance de congestions sur le réseau d'électricité.
7	1er		ORES	la consigne: l'ordre d'activation envoyé par le gestionnaire de réseau au producteur afin de réduire l'injection de puissance électrique en vue de prévenir ou de remédier à la survenance de congestions sur le réseau d'électricité et exprimé en termes de puissance active maximale d'injection autorisée et de délai de réaction ==> Parle-t-on d'une injection au niveau du point de raccordement? Si oui pas juste par rapport a la suite. Sinon changer le terme de puissance active maximale à production maximale. Au début de la définition, nous parlons de "réduire l'injection de la puissance électrique", puissance électrique = VA = W + VAR. Or ensuite, nous parlons de consigne pour prévenir et remédier à une congestion... exprimé en puissance active. Ce qui n'est pas complet. QUID de la puissance réactive car nous avons des demandes du GRT que nous dev(ri)ons transmettre aux clients. <u>Proposition</u> : Clarifier si on parle d'injection au point de raccordement?	Copier-coller art.1, 5° AGW actuel. La consigne peut, le cas échéant, porter sur la production mais la contrainte qu'il convient de vérifier doit porter sur l'injection au point de raccordement. <u>Proposition</u> : Voir article 19, §5. La modulation de la puissance réactive est hors scope de cet AGW.
8	1er		ORES	la compensation financière : le dédommagement alloué au producteur pour compenser les pertes de revenus découlant de l'application de consignes portant sur des volumes d'énergie non produite supérieurs au seuil contractuel en-dessous duquel le volume d'énergie non produite n'est pas soumis à compensation financière. <u>Proposition</u> : Adapter la phrase en éviter de mettre 2 négations pour faciliter la compréhension du message.	<u>Proposition</u> : Voir article 1, 6° adapté.
9	1er		ORES	l'étude préalable : l'évaluation par le gestionnaire de réseau des conditions particulières d'accès au réseau à reprendre dans le contrat de raccordement et, en application de l'article 6, du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau. L'étude préalable correspond à la solution technique pour ORES et peut prêter à confusion avec l'avis préalable. <u>Proposition</u> : Utiliser le terme Solution technique au lieu d'étude préalable.	L'étude préalable est une notion décrétable.

10	1er		ORES	le projet de renforcement du réseau : le projet de renforcement du réseau établi par le gestionnaire de réseau afin de de supprimer, ou le cas échéant, de réduire le volume des limitations d'injection dans la zone de réseau concernée par la demande de raccordement par rapport à celui attendu en situation de référence ==> Supprimer le "de" en trop	Pas d'objection
11	1er		ORES	la puissance de raccordement : la puissance maximale définie dans le contrat de raccordement et exprimée en voltampères (VA), dont l'utilisateur de réseau de distribution peut disposer au moyen de son raccordement au réseau. <u>Proposition</u> : Préciser si on parle de production ou de consommation	Cette notion de puissance de raccordement peut être supprimée car n'est plus utilisée dans cette proposition d'AGW. <u>Proposition</u> : supprimer la définition de puissance de raccordement.
12	1er		ORES	le raccordement avec accès flexible : le raccordement pour lequel le gestionnaire de réseau peut limiter temporairement l'injection d'un producteur ==> on ne limite pas l'injection, on limite la production pour avoir un effet sur l'injection. <u>Proposition</u> : Remplacer le mot injection par production.	Voir réponse à la ligne 7.
13	1er		ORES	la valeur par défaut : la valeur établie préalablement par la CWaPE sur base de sa connaissance du marché, le cas échéant en concertation avec les gestionnaires de réseau et/ou les producteurs, de laquelle le gestionnaire de réseau et la CWaPE peuvent, de manière motivée et en fonction des caractéristiques du projet d'adaptation du réseau, s'écarter dans le cadre de l'établissement de l'étude préalable ou de l'analyse coût-bénéfice ==> <u>Proposition</u> : Cohérence dans le vocabulaire utilisé. Modifier d'"adaptation" par "renforcement"	Pas d'objection
14	1er		ORES	le volume estimé d'énergie non produit : volume d'énergie non produite à la suite d'une consigne de limitation d'injection du gestionnaire de réseau en vue de préserver la sécurité opérationnelle du réseau estimé au stade de l'étude préalable ou, le cas échéant de l'analyse coût-bénéfice ==> Ce n'est pas une consigne de limitation d'injection mais une limitation de production qui agit sur l'injection. <u>Proposition</u> : Remplacer le mot injection par production	Voir réponse à la ligne 7.
15	1er		ORES	la puissance électrique nette développable (Pend, kWe) : la puissance électrique générée par l'installation de production ou de stockage avant transformation éventuelle vers le réseau, obtenue en déduisant la puissance moyenne des équipements fonctionnels de l'installation de la puissance maximale réalisable ==> On parle de puissance d'injection au point de raccordement? Pas clair	Notion supprimée du fait de la modification de l'article 28, §2. Voir réponse à la ligne 65.
16	1er		ELIA	Ajouter la définition du stockage d'électricité verte sur base de la description reprise dans le décret	Pas d'objection
17		2	ORES	Le gestionnaire du réseau ne peut pas refuser le raccordement d'une installation de production ou de stockage d'électricité pour cause d'éventuelles limitations dans les capacités disponibles du réseau ou dans le réseau en amont, ou au motif que celui-ci entraînerait des coûts supplémentaires résultant de l'éventuelle obligation d'accroître la capacité des éléments du réseau dans la zone de réseau concernée. <u>Proposition</u> : Préciser une notion de délai raccordement	Les délais de raccordement sont précisés dans le RTDE.
18	4	§1er	ORES	Raccordement avec accès flexible des installations de production et de stockage d'électricité sur le réseau moyenne et haute tension ==> <u>Proposition</u> : Remplacer le terme Moyenne par HT 1er catégorie pour être en phase avec le RGIE	L'appellation "Raccordement avec accès flexible des installations de production et de stockage d'électricité sur le réseau moyenne et haute tension" est cohérente avec le décret. Voir article 25decies, §3, du décret.
19	4	§2	ORES	Les conditions particulières d'accès au réseau visées au paragraphe 1er comprennent : 1° le volume estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection, exprimé en MWh/an, susceptibles d'être imposées par le (ou les) gestionnaire(s) de réseau en vue de lever une congestion, tant dans des conditions normales du réseau qu'en cas de perte d'un élément du réseau ayant un effet critique sur le fonctionnement de celui-ci. ==> Même remarque que précédemment, Production et non injections. Vu que les puissances permanentes et flexibles contractuelles sont en voltampère (VA), est-il aussi prévu une compensation pour des MVARh/an? <u>Proposition</u> : Remplacer le mot injection par production	Voir réponse à la ligne 7.

20	18		ORES	Une installation de production ou de stockage d'électricité peut, sur ordre du gestionnaire de réseau, faire l'objet d'une réduction ou d'une interruption d'injection en cas de risque de dépassement de la limite de sécurité opérationnelle du réseau. ==> Remplacer Injection par production [Remarque JCB] : Vérifier si c'est une volonté de la CWAPE de parler d'injection et non production. S'assurer de la compréhension commune.	Voir réponse à la ligne 7.
21	19	§1er	ORES	Si le gestionnaire de réseau de distribution limite l'injection de plusieurs installations de production ou de stockage pour maintenir l'exploitation du réseau dans les limites de sécurité opérationnelle, la répartition du volume des limitations d'injection sur les installations équipées d'une interface de communication conformément aux paragraphes 1er, 2 et 3 suit les règles suivantes ==> On parle de limite d'injection alors que ce sont des consignes par productions décentralisées et non une limite d'injection. <u>Proposition</u> : Modifier le terme limite d'injection qui ne représente pas la réalité.	Voir réponse à la ligne 7.
22	19	§2	ELIA	Il nous semble recommandé de préciser dans l'AGW a quel niveau ont lieu les obligations qui en découlent : (i) au niveau de l'unité ou (ii) au niveau de l'interface GR-UR	La consigne peut, le cas échéant, porter sur la production mais la contrainte qu'il convient de vérifier doit porter sur l'injection au point de raccordement. Voir réponse à la ligne 7.
23	19	§5	ORES	Si le gestionnaire de réseau de transport local envoie des consignes de limitation d'injection pour maintenir l'exploitation du réseau dans les limites de sécurité opérationnelle, il observe prioritairement une règle de minimisation du volume d'énergie non produite avant, le cas échéant, d'appliquer les règles de priorité visées au §1er.==> <u>Proposition</u> : Remplacer la terminologie Injection par Production	Voir réponse à la ligne 7.
24	25		ELIA	Lorsque l'injection sur un point d'accès a été interrompue ou limitée par le gestionnaire de réseau, le gestionnaire de réseau ayant émis la consigne informe également le gestionnaire de réseau de transport des volumes d'énergie non injectée. Le gestionnaire de réseau de transport informe sans délais le responsable d'équilibre des volumes activés, de manière agrégée pour l'ensemble de son portefeuille <u>sauf lorsque le périmètre du responsable d'équilibre est corrigé par le gestionnaire de réseau conformément à l'article 28</u> . Le gestionnaire de réseau sur lequel le producteur est raccordé, communique cette information également au détenteur d'accès qui reçoit cette information par point d'accès concerné par la contrainte.	La CWAPE estime qu'il s'agit d'une information intéressante pour le responsable d'équilibre, même en cas de correction du périmètre d'équilibre.
25	4	§2	ELIA	Sur base de l'AGW, nous comprenons que seuls la production et le stockage vert portent à conséquence du point de vue de l'AGW au travers de la mise en place d'obligations en terme de compensation et de CBA. Pouvez-vous confirmer/infirmier cela à la lumière de la question précédente ?	Confirmation. Toutefois, la valeur associée à l'énergie verte non déstockée est supposée nulle.
26	5		ORES	Lorsque, pour des circonstances que le gestionnaire de réseau n'est pas en mesure de prévoir, une nouvelle capacité d'injection se libère, le gestionnaire de réseau la met à disposition des futurs demandeurs et en informe le marché par la mise à jour des informations visées à l'article 35. ==> On parle de capacité en Energie ou en Pussance? <u>Proposition</u> : Préciser si on parle d'Energie ou de Puissance	La notion de capacité induit une notion de capacité d'accueil de la puissance. Celle-ci sera traduite en énergie pour les nouveaux demandeurs (ou les demandeurs en lice pour la réception de la proposition de raccordement) dans le cadre de l'établissement des conditions particulières d'accès visées à l'article 4, §2.
27	28	§2	ELIA	Ajout d'un alinéa : "Lorsque les gestionnaires de réseau corrigent le périmètre du responsable d'équilibre du producteur pour les volumes à compenser, la composante A n'est pas due." ==> Nous sommes surpris de voir que la disposition de l'article 11§1 de l'AGW de 2016 a disparu.Nous demandons de conserver la possibilité pour les GR de corriger le périmètre du BRP en lieu et place de la compensation financière directe au producteur.	Pas d'objection. Voir article 29, §4.

28	6		ORES	En présence d'une situation où des limitations d'injection d'électricité verte sont attendues dans des conditions normales de réseau ou lorsque le volume estimé d'énergie verte non produite est supérieur au volume non raisonnable visé à l'article 22, § 3, le gestionnaire de réseau procède également dans l'étude préalable, conformément au chapitre 4, à l'examen du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau selon une méthodologie conforme au chapitre 4. L'étude préalable reprend alors l'ensemble des informations nécessaires à la réalisation de l'analyse coût-bénéfice. <u>Proposition</u> : Rajouter une définition sur la notion d'énergie verte	Pas d'objection. Voir article 1, 13°.
29	6		ORES	Le projet de renforcement du réseau visé à l'alinéa 1er vise à supprimer, ou le cas échéant à réduire, le volume d'énergie verte non produite dans la zone de réseau concernée. <u>Proposition</u> : Préciser "A un niveau inférieur au volume non raisonnable"	L'objectif premier de cet investissement est de supprimer <u>TOUT</u> le volume d'énergie verte non produite. Si un tel projet n'est pas économiquement justifié, alors l'objectif suivant sera de réduire autant que possible le volume d'énergie verte non produite. L'objectif de proposer des investissements de renforcement du réseau permettant de renforcer le réseau de façon à limiter la modulation à un niveau inférieur au volume non raisonnable (15%) ne paraît pas compatible avec l'objectif d'assurer la transition énergétique, et semble incohérent avec l'article 13, 5 (a) du Règlement européen 2019/943.
30	7		ORES	Les compensations sont accordées uniquement aux productions renouvelables?	L'article 7 ne porte pas sur les compensations financières. Seules les unités de production d'électricité verte sont éligibles pour la compensation financière (+ réserve pour les unités de stockage d'énergie verte pour lesquelles la valeur de la compensation financière est nulle).
31	12		ORES	L'AGW porte-t-il sur toutes les productions, qu'elles soient renouvelables ou pas? <u>Proposition</u> : Clarifier de quelle production on parle? Uniquement renouvelables ou toutes?	L'AGW porte sur le raccordement des unités de production (grises + vertes) et de stockage raccordées sur le réseau moyenne et haute tension.
32	4	§2	ORES	En cas de demande pour une augmentation de puissance de production, les conditions particulières d'accès sont déclinées de manière distincte pour la puissance historique et pour la demande d'augmentation de puissance. ==> Impact potentiellement important pour les GRD	Voir réponse ligne 115.
33	4	§2	ELIA	Ajouter "les hypothèses de production et de charge du réseau" dans les conditions particulières d'accès	Ce point a été explicité par ELIA lors de la réunion de concertation du 25 avril 2023. L'esprit de la proposition d'ELIA est, en présence d'une demande de raccordement d'une unité de production grise ou d'une unité de stockage, le calcul de l'énergie non produite au stade de l'étude préalable soit effectué en tenant compte d'un potentiel de production d'électricité d'origine renouvelable dans la zone, plutôt que des seules unités de production en exploitation ou ayant fait l'objet d'une demande de raccordement. L'idée est de fournir des estimations de l'énergie non produite plus réalistes (étant entendu que l'approche de calcul traditionnelle est une approche pûre LIFO, alors que ces unités grises ou de stockage seront - indépendamment de la date de réservation de capacité - modulées avant les autres). La CWaPE s'interroge sur cette proposition qui propose le recourt à des potentiels alors que ceux-ci ne seraient pas utilisés dans l'examen du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau. La CWaPE rappelle que le volume d'énergie non produite estimé au stade de l'étude préalable sert, sous réserve de l'article 33, §1er (tiret 2), de référence pour l'estimation du dénominateur lors de la réalisation de l'analyse coût-bénéfice. La CWaPE est ouverte à la discussion sur ce point mais, en l'absence de proposition explicite, propose d'utiliser une méthode de calcul identique pour l'ensemble des filières, tout en précisant les limites de cette approche pour les unités de production d'électricité grise ou de stockage.

34	14		ORES	Le délai de réalisation des investissements qui ont été jugés économiquement justifiés à la suite d'une analyse coût-bénéfice est plafonné à cinq ans à compter de la date de commande des travaux. Ce délai pourra être prolongé par une décision motivée de la CWaPE lorsque le retard dans l'adaptation du réseau est dû à des circonstances que le gestionnaire de réseau ne maîtrise pas. ==> En attendant l'investissement, sommes nous obligés de raccorder le client? <u>Proposition</u> : Vérifier si on nous oblige pas à raccorder le client en attendant l'investissement!	Le raccordement est garanti (voir décret, art.25decies, §2), pas l'accès!
35	16	§1er	ORES	Le gestionnaire de réseau fournit à l'utilisateur de réseau l'interface de communication visée au paragraphe 1er et définit le format des consignes appliquées. ==> Pas très clair, dans le paragraphe précédent, on parle d'interface permettant de recevoir les consignes. Ce n'est pas clair qui fournit cela. <u>Proposition</u> :Clarifier les notions d'interface de communication et interface permettant de recevoir les consignes. (ou s'arrête la fourniture du client et celle du GRD)	<u>Proposition</u> : voir article 16 adapté.
36	16	§3	ORES	L'application de ce seuil concerne toutes les demandes introduites pour le même raccordement depuis trois ans. ==> Pas clair non plus, si il y a une augmentation de la puissance qui engendre un dépassement des 250kva installé, la totalité de l'installation doit être modulable, la date n'intervient plus. <u>Proposition</u> : Nécessaire de clarifier cette proposition de date de 3 ans qui n'a pas beaucoup de sens.	Copier - coller de l'article 4, §6, de l'AGW actuel, article rédigé à l'époque à la demande des gestionnaires de réseau.
37	16	§3	ORES	L'exigence d'un dispositif de contrôle commande visée au § 1er vaut également pour toute augmentation de puissance supérieure à 250 kVA. Dans ce cas, le dispositif de contrôle commande porte sur l'entièreté de la puissance cumulée de production et de stockage. ==> <u>Proposition</u> : Préciser "De chacune des filières de production"	Tout en rappelant l'article 30 de la proposition d'arrêté, la CWaPE estime qu'une augmentation de puissance de plus de 250 kVA dans une filière donnée ne doit nécessairement conduire à l'ajout d'un dispositif de contrôle d'une installation de plus petite puissance appartenant à une filière différente.
38	17	§2	ORES	les modalités d'octroi de la compensation pour les pertes de revenus subies suite à la réduction ou l'interruption de l'injection, en ce compris les certificats verts ou tout autre régime de soutien à la production ==> <u>Proposition</u> : Préciser "Compensation financière"	Pas d'objection
39	5		ORES	Ne faut-il pas évoquer les clients historiques qui auraient un contrat full flex et qui pourraient bénéficier d'une partie ou d'une totalité de permanent ? ==> On ne parle que des futurs demandeurs, intégrer une précision quand aux clients historiques.	Les contrats historiques de type GFLEX ont fait l'objet d'une actualisation après l'entrée en vigueur de l'AGW actuel.
40	18		ORES	Une installation de production ou de stockage d'électricité peut, sur ordre du gestionnaire de réseau, faire l'objet d'une réduction ou d'une interruption d'injection en cas de risque de dépassement de la limite de sécurité opérationnelle du réseau. ==> On parle de risque de dépassement alors qu'au niveau de définitions on parle de consigne en cas de congestion. A clarifier Risque de congestion vs consigne en cas de congestion	Voir réponse à la ligne 6.
41	19	§1er	ORES	le volume est d'abord assigné aux nouvelles installations de stockage d'électricité non verte, selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ; <u>Proposition</u> : Rajouter une définition sur le stockage d'électricité non verte	Voir article 22.
42	39		ORES	Pour les installations historiques de production d'électricité sans accès flexible, la capacité d'injection permanente est au moins égale à la capacité d'injection initialement mentionnée dans le contrat de raccordement. Les installations historiques de production d'électricité disposant d'un contrat de raccordement dénommé « classique avec accès flexible en N-1 » sont assimilées dans le cadre du présent arrêté à des nouvelles installations de production d'électricité et leurs contrats de raccordement doivent être actualisés en vue de tenir compte des dispositions du présent arrêté. Dans ce cas, la capacité d'injection permanente est évaluée uniquement sur base du réseau existant ==> Ce nouveau point n'est-il pas déjà d'application aujourd'hui? Chez ORES, tous ces anciens contrats ont été revus en 2018 conformément aux exigences réglementaires	<u>Proposition</u> : Voir article 40 adapté.

43	19	§1er	ELIA	Suppression du 2° car redondance avec 4°, a	Effectivement, il y a une redondance incompatible entre le 2° et le 4° a. La CWaPE propose de supprimer le 4° a) plutôt que le 2° car les unités de stockage, quelles qu'elles soient, devraient être modulées avant toute unité de production.
44	40		RESA	Devons-nous comprendre que nous devons réactualiser l'ensemble des contrats réalisés depuis l'application du premier AGW T-Flex, recalculer l'estimation du volume annuel modulé basé sur le réseau actuel ? Devons-nous garder la date d'acquisition historique pour le LIFO ?	Ces valeurs ne doivent pas être recalculées car elles ont déjà été estimées au stade de l'étude préalable et de l'analyse coût-bénéfice. La date d'acquisition historique est maintenue. Voir réponse à la ligne 45.
45	40		ORES	Attention le volume de contrat à renouveler peut être important! Révision de tous les contrats?	OUI. La coexistence de ces deux régimes semble incompatible. Toutefois, afin de limiter la charge administrative liée à la réactualisation des contrats, la CWaPE propose d'ajouter un second alinéa à l'article 40. <u>Proposition</u> : Voir article 41, §1er, adapté.
46	19	§2	ORES	si le volume nécessaire n'est pas atteint, il est assigné aux nouvelles installations de stockage d'électricité verte, selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ==> Pourquoi parle t on de stockage et non plus de production dans ce cas?	Les unités de stockage d'électricité non verte doivent, en application de cet arrêté, être distinguées des unités de stockage d'électricité verte. Voir réponse à la ligne 43.
47	19	§2	ELIA	Ne faut-il pas ici préciser que la minimisation porte en priorité sur le gris (priorité au vert) ? Nous sommes aussi surpris de lire que la priorité n'est pas donnée au vert lors de la minimisation des volumes modulés. En effet, si le plus petit volume modulable est vert, c'est ce dernier, avant le gris qui sera modulé. Cela nous semble contraire à l'esprit de l'AGW.	La CWaPE a tenté de refléter un mécanisme existant suite à l'approbation de la CWaPE du mécanisme proposé par SYNERGRID, dans son courrier daté du 11.12.2017, pour les modulations relatives à la gestion des congestions sur le réseau de transport local. En outre, la CWaPE estime que le principe de priorité au vert par rapport au gris doit s'entendre à conditions équivalentes. En clair, 1 MWh vert > 1 MWh gris mais on ne peut pas dire que 1 MWh vert > 10 MWh gris. Ceci étant dit, la CWaPE partage les craintes formulées par ELIA lors de la réunion de concertation du 25 avril 2023 selon lesquelles, en application de cette disposition, des unités de production d'électricité verte pourraient être modulées avant des unités de stockage. <u>Proposition</u> : voir article 19, §2, adapté.
48	19	§5	ORES	L'ordre d'arrivée est établi sur base de la date de réservation de capacité acquise conformément aux règlements techniques et se décline par filière de production. En cas d'augmentation de puissance pour une filière, la date la plus récente est prise en compte pour l'ensemble de la filière ==> Vérifier la date car aujourd'hui c'est la date d'accord encodée en MSI.	Ce commentaire a été supprimé lors de la réunion de concertation du 25 avril 2023.
49	19	§2	ELIA	L'ordre d'activation tel que proposé implique que les nouveaux raccordements impactent les existants sur lesquels le GR a du s'engager dans l'étude préalable. Bien que dans les faits peu de situations de la sorte se soient présentées, à l'avenir cela sera plus fréquent dans les zones avec beaucoup de projets comme la Boucle de l'Est. En effet, par exemple, une unité non-verte sera impactée par l'arrivée de nouvelles unités vertes. Concernant la production verte, une estimation du potentiel local peut nous permettre d'estimer la flexibilité attendue pour des unités non-vertes lorsque ce potentiel sera raccordé. Par contre, aucun potentiel (ni profil) de batterie verte n'existe à ce jour, ce qui à nos yeux complexifiera grandement la méthodologie à mettre en œuvre pour estimer la flexibilité attendue.	Voir réponses aux lignes 33 et 47. Dès lors que les unités de stockage seront modulées avant les unités de production d'électricité verte, celle-ci n'interféreront plus avec l'estimation de l'énergie non produite pour les unités de production d'électricité verte.
50	19	§4	ORES	si le volume nécessaire n'est toujours pas atteint, il est assigné sur les nouvelles installations de stockage d'électricité verte selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti », ensuite ; ==> Ce point est déjà mentionné plus au haut au point n°2 de l'article 19	Voir réponse à la ligne 43.
51	23		ORES	La compensation financière est attribuée au producteur sur base mensuelle pour les sites d'une puissance maximale d'injection strictement supérieure à 250 kVA, et sur base annuelle pour les sites de production d'une puissance maximale d'injection inférieure ou égale à 250 kVA. L'ensemble des activations d'une année donnée devra être compensé, sous réserve de la vérification des conditions d'octroi de cette compensation, dans les 3 mois suivant la fin de l'année considérée. ==> faisabilité périodicité mensuelle à étudier	Comme précisé lors de la réunion de concertation du 25 avril 2023, une paiement mensuel ne signifie pas un paiement le mois suivant de la consigne de limitation d'injection.

52	23		ELIA	La compensation financière est attribuée au producteur sur base mensuelle pour les sites d'une puissance maximale d'injection strictement supérieure à 250 kVA [...] ==> Nous ne comprenons pas bien la différence entre l'attribution annuelle et l'octroi annuel. Selon nous, le calcul de la compensation ne peut se faire que sur base annuelle pour avoir une unité de temps comparable au volume estimé d'énergie non-produite de l'étude préalable qui est annuel.	<p>Le volume d'énergie non produit servant de seuil avant l'octroi de compensation financière sera celui correspondant au seuil contractuel visé à l'article 23, §2 (sous réserve du volume additionnel visé à l'article 23, §3 qui, le cas échéant, serait disponible pour le gestionnaire de réseau à partir de 15% d'énergie modulée).</p> <p>Une fois que le seuil est atteint, il y a pour l'URD ouverture du droit à la compensation financière qui peut s'effectuer de manière mensuelle. Comment d'ailleurs le gestionnaire de réseau pourrait appliquer l'article 19, §1er, dernier alinéa (optimisation du GR) s'il ne suit pas l'évolution (<u>sur l'année calendaire</u>) des volumes modulés imposés aux URD?</p> <p>Attribué = Octroyé</p> <p>Les volumes correspondant aux 5% et 15% (pris respectivement en compte pour le seuil contractuel et pour le volume additionnel) seront établis ex ante sur base d'un profil de production annuel, et non sur base de la production réelle durant l'année t.</p> <p><u>Exemple</u> : Volume d'énergie non produit estimé au stade de l'étude préalable = 18%. - Seuil contractuel : 5% (volume d'énergie non produit gratuit pour le GR à partir de 0 MWh modulé) - Volume additionnel : 18%-15% = 3% (volume d'énergie non produit gratuit pour le GR à partir de 15% modulé) ==> Volume total disponible à titre gratuit pour le gestionnaire de réseau : 5%+3%=8%.</p>
53	19	§5	ORES	Les consignes de limitation d'injection ne peuvent porter sur une puissance supérieure à la capacité d'injection des installations de production et de stockage ==> La consigne Max ne peut pas dépasser la capacité installée et présente dans le contrat. Voir discussion HIP. <u>Proposition</u> : 'Modification de la phrase pour refléter une réalité	<p>Voir réponse à la ligne 83.</p> <p>Dans le cadre de cet AGW, les consignes de limitation d'injection (ou le cas échéant de production) ne peuvent être appliquées aux points de raccordement qui sont en prélèvement net.</p> <p>Voir article 19, §4, adapté</p>
54	14		ELIA	La prise en compte de la <u>date de commande des travaux</u> est un bon déclencheur mais ne tient pas compte de la concrétisation des éventuels projets liés à la CBA mais non encore réalisés	<p>Moyennant accord de la CWaPE, une flexibilité pourrait le cas échéant être laissée au gestionnaire de réseau sur le délai de réalisation des travaux, en particulier lorsque les hypothèses sur le raccordement d'UPD ne sont pas rencontrées dans la réalité. Néanmoins, le résultat positif de l'analyse coût-bénéfice permettant une amélioration des conditions particulières d'accès restera impactant sur un plan contractuel.</p> <p><u>Proposition</u>: voir article 5, §2 (et article 4, §2, alinéa 3).</p>
55	21		ORES	En cas de non-respect de la consigne par l'utilisateur du réseau dans les délais imposés et de risque de dépassement de la limite de sécurité opérationnelle du réseau, le gestionnaire de réseau peut interrompre la production qui ne respecte pas ladite consigne, sans compensation financière des pertes de revenus du producteur ==> Possible difficulté /impossibilité de mise en œuvre	<p>Voir contrat de raccordement d'ORES : "[...] En cas de non-respect de la consigne par le client dans les délais imposés et de risque de dépassement des limites de sécurité opérationnelle du réseau, le gestionnaire de réseau peut envoyer une commande visant à interrompre la production qui ne respecte pas ladite consigne (protection de back up), sans compensation financière des pertes de revenus du producteur.[...]"</p>
56	22	§2	ORES	Les pertes de revenus dues aux réductions ou interruptions d'injection d'électricité verte font l'objet d'une compensation financière dès lors que le volume d'énergie modulée excède le seuil contractuel visé à l'alinéa 2. ==> On parle bien du volume dans la partie flexible? si l'on module dans le Perm il y a directement une compensation? A clarifier si on parle bien uniquement dans la partie Flexible.	<p>Les notions de capacité d'injection permanente/flexible n'interviennent plus dans le régime de compensation financière.</p> <p>Voir réponse à la ligne 52.</p>
57	22	§2	ORES	Les pertes de revenus dues aux réductions ou interruptions d'injection d'électricité verte font l'objet d'une compensation financière dès lors que le volume d'énergie modulée excède le seuil contractuel visé à l'alinéa 2. ==> ca ne fonctionne que si le réseau n'évolue pas. comme déjà indiqué, les profil de charge peuvent changer et donc avoir un impact sur les volumes. Et j'ajouterais qu'aujourd'hui les volumes sont données pour info et ne sont pas engageant. On voit d'un retour d'expérience qu'on les dépasse dans la majorité des cas. Il faut être prudent avec ça. <u>Proposition</u> : A adapter car pas réaliste dans l'application.	<p>Voir article 26, §2ter, du décret.</p>

58	22	§§2 et 3	RESA + ORES	Demande de clarification : seuil contractuel + volume additionnel	Voir réponse à la ligne 97.
59	22	§3	ORES	Le volume additionnel d'énergie non produite non soumis à compensation financière correspond à la différence positive entre le volume d'énergie non produite estimé au stade de l'étude préalable, ou le cas échéant de l'analyse coût-bénéfice, et le volume d'énergie non produite non raisonnable, correspondant à quinze pourcents du volume de production attendu de l'installation de production ==> 1. Reclarifier la phrase. 2. Ajouter une précision sur le volume "Annuel"	Voir réponse à la ligne 97.
60	22	§4	ELIA	§4. Lorsque le volume estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection qui n'est pas soumis à compensation financière résulte de la prise en compte d'éléments du réseau appartenant à plusieurs gestionnaires de réseau, il est réparti entre les gestionnaires de réseau concernés en fonction de l'infrastructure à l'origine de la limitation d'injection attendue. ==> Il nous semble utile que les GR prévoient des lignes directrices pour la répartition de ces volumes.	<u>Proposition</u> : voir article 38, §4.
61	14		ELIA	Liste reprenant, par type d'investissement de renforcement du réseau, un délai maximum pour la réalisation de ces travaux : Intéressant mais reste théorique. Quel est le but poursuivi par la CWaPE avec ce délai ? L'incitant du paiement de la compensation est suffisant pour que le GR investisse au moment le plus efficace.	L'objectif de la CWaPE est de fournir à l'URD des conditions contractuelles améliorées dans le cas où un projet économiquement justifié pourrait <u>de manière réaliste</u> être réalisé dans un délai inférieur à la durée maximale de 5 ans.
62	29		ORES	Lorsque, à la suite d'une demande de raccordement sur le réseau moyenne et haute tension pour un site de production ou de stockage d'une <u>puissance supérieure à 56 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA</u> , l'étude préalable met en évidence le risque d'apparition de congestions nécessitant, pour mettre à disposition la capacité totale demandée, de procéder à des limitations d'injection. Ces installations peuvent bénéficier du régime visé à la section 4 pour autant qu'elles soient mises en service à une date postérieure à la date d'entrée en vigueur de la présente disposition et que l'utilisateur du réseau soit capable de réduire son injection en cas de congestion. Dans le cas contraire, le gestionnaire de réseau peut demander des garanties pour que l'injection reste en tout temps inférieure au seuil risquant d'engendrer la congestion. ==> On peut limiter le contrat? Oui si pas raisonnable? Derrière le mot "Garanties", on peut rajouter ce que l'on veut?	Par garantie, la CWaPE entend par exemple l'installation d'un limiteur d'injection.
63	23		ORES	La compensation financière est attribuée au producteur sur base mensuelle pour les sites d'une puissance maximale d'injection strictement supérieure à 250 kVA, et sur base annuelle pour les sites de production d'une puissance maximale d'injection inférieure ou égale à 250 kVA. L'ensemble des activations d'une année donnée devra être compensé, sous réserve de la vérification des conditions d'octroi de cette compensation, dans les 3 mois suivant la fin de l'année considérée. ==> la modulation ne concerne pas les PDC <250kva. non?	Voir article 30.
64	19	§2	ELIA	Est-ce que la CWaPE envisage la possibilité de flexibiliser la consommation (puissance mise à disposition) d'une unité de consommation ou de stockage ? Cette question peut sembler quelque peu hors du scope de l'AGW mais reste néanmoins indirectement liée lorsqu'on parle du stockage gris.	NON. La flexibilité « technique » prévue par le décret ne porte que sur l'injection.
65	27	§2	ELIA	Les caractéristiques individuelles du site de production sont prises en compte par l'utilisation d'un facteur de qualité, défini comme le rapport entre d'une part, la puissance fournie par un site de production durant une période donnée et, d'autre part, la puissance fournie des sites de production du même type sur cette même période. Le facteur de qualité est défini pour le site de production. ==> Ces modifications visent à refléter la pratique actuelle.	Pas d'objection. Voir article 28, §2.
66	28	§1er	ELIA	Les pertes de revenu associées aux limitations d'injection des installations de stockage sont réputées nulles. ==> Faut-il interpréter qu'il n'y a pas de compensation financière pour le stockage vert ?	La CWaPE estime que la perte de revenu associée à un volume d'énergie qui n'a pu être déstocké est nulle car cette énergie pourra être réinjectée plus tard.
67	19	§2	ELIA	Comment sont considérées les nouvelles unités de production sur un site de consommation ? Est-ce possible de les flexibiliser en cas d'injection nette sur le réseau ?	Oui. La modulation de l'injection sur le réseau au départ d'un site de consommation est autorisée (comme actuellement) pour autant que le site soit en injection nette.
68	28	§1er	RESA	Au niveau des coûts de compensation et d'indemnisation, sont-ils considérés comme non-contrôlables ?	Ces coûts ne sont pas repris dans la liste des coûts non contrôlables, et à ce titre sont donc considérés comme contrôlables.

69	19	Général	ORES	Quel est l'intérêt des capacités permanentes et flexibles. <u>Proposition</u> : Si on s'engage contractuellement sur des volumes, la notion de permanent ou flexible peut disparaître : de facto, un engagement sur un volume nul remplace la notion de permanent.	<u>Proposition</u> : voir article 17, §2 (1°) adapté. Les définitions de capacités permanente/Flexible sont toutefois maintenues car elles interviennent dans la mise en œuvre de l'article 41, §2.
70	4	§2	ORES	Dans le cas des installations de stockage d'électricité, l'énergie non produite est assimilée à celle qui ne peut être déstockée suite aux limitations d'injection ==> On ne précise pas si c'est uniquement de l'énergie verte ou pas? <u>Proposition</u> : Clarifier de quel énergie parle t'on? Toute ou uniquement vert?	L'article 4 porte sur l'établissement obligatoire d'une étude préalable pour toute demande de raccordement sur le réseau moyenne et haute tension d'UPD ou de stockage (voir art.25decies, §3, du décret). Le caractère vert ou non vert de l'énergie destockée n'intervient pas à ce sujet.
71	32		ELIA	Il nous apparaît nécessaire de clarifier l'utilisation des notions de durée de vie économique des sites de production d'électricité verte ainsi que de productible théorique (profils de production) lors de la révision de la méthodologie CBA. En effet nous constatons que les CBA ne tiennent plus compte de ces aspects tels que décrits dans la méthodologie.	Cette discussion se tiendra dans le cadre de la consultation qui sera menée préalablement à la publication d'une méthodologie de calcul revue. <u>Proposition</u> : voir article 33, § 2, adapté.
72	34	§3	ELIA	Quel est l'objectif de la CWaPE avec ce type de reporting ? En effet, il n'existe pas de redispatching fondé sur le marché actuellement. Quel redispatching est visé au b) et au c), aussi celui fondé sur le marché ? Quels « services qui augmentent la flexibilité » sont visés ici ? N'est-ce pas le redispatching en lui-même ?	L'objectif poursuivi est de donner davantage de visibilité à l'article 13.4 Règlement 2019/943 qui doit d'ores et déjà être d'application.
73	34	§4	ORES	Obligations de rapportage. § 4. Après concertation avec les gestionnaires de réseau, la CWaPE fixe la portée, la fréquence et les modalités pratiques des rapportages visés aux paragraphes 1er à 3. == >	Voir article 13.4 Règlement 2019/943.
74	34	§4	ORES	§ 4. Après concertation avec les gestionnaires de réseau, la CWaPE fixe la portée, la fréquence et les modalités pratiques des rapportages visés aux paragraphes 1er à 3. ==> très peu de détails sur ce qu'ils attendent. Est ce qu'il s'agit d'un chapitre encore à compléter? .	Voir article 13.4 Règlement 2019/943.
75	4	§2	ORES	Dans le cas des installations de stockage d'électricité, l'énergie non produite est assimilée à celle qui ne peut être déstockée suite aux limitations d'injection. ==> on se base sur quoi pour connaître l'énergie dispo dans le batterie et qui ne peut pas être délivrée?	Il convient de distinguer les notions de volume d'énergie non produite (établi à la suite de l'étude préalable) et de volume d'énergie modulée (calculé à la suite d'une consigne). <u>Volume d'énergie non produite (non déstockée) d'une unité de stockage</u> Ce point faire l'objet de discussions lors des processus de concertation suivant l'adoption de la proposition d'AGW. A ce stade, par souci de simplification, la CWaPE ne ferme pas la porte à la possibilité de recourir à un profil de 8.760 h/an. Ce point devra néanmoins faire l'objet de discussions ultérieures dans le cadre de la mise en oeuvre de l'article 38, §1er. <u>Volume d'énergie modulée d'une unité de stockage</u> Voir article 28, §5.
76	4	§2	ELIA	Quelle est la portée (quelles sont les conséquences) du volume estimé d'énergie non-produite pour les raccordements de production ou stockage gris ? Il est en effet repris dans le contrat de raccordement mais sans avoir de conséquence pour le producteur (pas de compensation ou de CBA). N'y-a-t-il pas une piste de simplification à envisager en limitant l'AGW à la production et au stockage vert ?	1. Conformément à l'article 25decies, §3, du décret, l'AGW prévoit qu'une étude préalable est nécessaire pour tout raccordement d'UPD et de stockage sur le réseau moyenne et haute tension. Les unités de production et de stockage grise font donc partie du champ d'application de l'AGW. En outre, du fait de la réalisation d'une étude préalable, l'information relative au volume estimé d'énergie non produite est disponible. 2. Cette information peut malgré tout être intéressante pour l'URD (même si ce volume pourrait être invalidé par la suite par l'emploi des règles de priorité ou par la possibilité laissée au gestionnaire de réseau d'optimiser la répartition des volumes). 3. A supposer que ces unités puissent un jour avoir droit à une compensation financière, il sera alors plus aisément possible de mettre en œuvre ce régime de compensation financière.
77	28	§1er	ELIA	Comment estime-t-on l'énergie non-produite par le stockage ?	Voir réponse ligne 75.

78	Chapitre 6	ORES	<p>- Il s'agirait d'indemniser un manque à gagner pendant la durée de planification et de réalisation des travaux d'infrastructures nécessaires pour accepter la ou les injections.</p> <p>- Il est attendu du client qu'il agisse en bon père de famille en optimisant, autant que faire se peut, l'autoconsommation.</p> <p>- L'indemnisation d'un dommage réel (dont il appartiendrait au client d'en administrer la preuve) relève d'un exercice compliqué et amènerait des comportements s'inscrivant dans une mécanique de prime qui n'inciterait pas à l'autoconsommation.</p> <p>- L'indemnisation forfaitaire semble la plus appropriée. Le droit à celle-ci pourrait s'ouvrir non pas par le simple constat de la survenance de l'impossibilité d'injection mais bien pendant le délai qui s'écoulerait entre le délai minimal laissé au GRD pour adapter son réseau et la réalisation des travaux d'infrastructure. Cette indemnisation pourrait être versée une fois l'an après établissement de la facture de régularisation.</p> <p>- Le calcul de l'indemnisation devra tenir compte de la puissance de l'installation – de son âge -de la date de la mise en service – du constat de la restriction ou l'impossibilité avérée de l'injection – « d'une franchise temps laissée au GRD d'adapter le réseau ».</p> <p>- Essentiel, comme le prévoit le texte du décret de prévoir des dérogations pour des limitations de courte durée de viser les cas de FM, mais aussi le placement des groupes électrogènes. Le SRME connaît quelques dossiers médiation et voudrait ouvrir le droit à compensation dès lors qu'il on a recours à un groupe électrogène pendant un délai qu'elle estime anormalement long pour des raisons de seul confort. Or, on ne peut préjuger des raisons impérieuses qui justifient qu'un groupe doit rester en fonctionnement pendant une période longue (nécessité d'obtention d'autorisation SPW, Infrabel, délai avant coupure HT ...).</p>	<p>Conformément aux discussions tenues lors de la réunion de concertation du 25 avril 2023, le chapitre 6 relatif à l'indemnisation pour les limitations d'injection des installations de production et de stockage d'électricité verte raccordées en basse tension sera supprimé pour faire l'objet d'une proposition distincte.</p>	
79	1	17, 18	FEBEG	<p>" la valeur établie préalablement... " La FEBEG demande des précisions sur la référence de base prise en compte pour établir cette notion.</p>	<p>Ces valeurs seront déterminées dans le cadre du processus de concertation qui sera organisé conformément à l'article 37, §2.</p>
80	1	19	FEBEG	<p>" le volume estimé d'énergie non produit ". Le terme "estimé" porte à confusion avec l'estimation qui est faite lors de l'étude préalable. Selon notre compréhension, il s'agit plutôt ici du volume effectif et non du volume estimé.</p>	<p>Il s'agit bien du volume d'énergie non produit [...] estimé au stade de l'étude préalable ou, le cas échéant de l'analyse coût-bénéfice.</p> <p>Voir article 1er, 21°, adapté.</p>

81	1	21	FEBEG + Luminus	"Volume d'énergie non produite jugé non raisonnable". La FEBEG s'interroge sur la motivation et justification d'une limite à 15%. Les retours de terrain indiquent que la limitation imposée d'un volume supérieur à 15% ne signifie pas qu'un projet est mal positionné mais peut refléter l'inadéquation du réseau aux besoins du développement de renouvelable.	<p>Voir article 26, §2ter, alinéa 2 du décret électricité.</p> <p>En outre, la CWaPE estime que le texte en l'état est davantage de nature à inciter les gestionnaires de réseaux à anticiper le développement de la production décentralisée et ce au moins pour deux raisons :</p> <p>1) Le régime de compensation financière n'est plus fondé sur une dichotomie capacité permanente/capacité flexible ;</p> <p>2) Avec le plafonnement du volume d'énergie non produit repris dans le contrat, le volume de flexibilité technique gratuit ne sera plus systématiquement en adéquation avec les estimations des gestionnaires de réseaux de leurs besoins en flexibilité.</p> <p><u>Remarque</u> : en présence d'un volume d'énergie non produit jugé non raisonnable, une analyse coût-bénéfice d'un projet de renforcement du réseau est réalisée. En outre, si le gestionnaire de réseau exploite la possibilité de recourir (contractuellement) au volume additionnel d'énergie non produite sans compensation financière, le calcul du dénominateur de la CBA prendra en compte l'ensemble du productible attendu de la demande, en lieu et place du seul volume d'énergie non produit estimé au stade de l'étude préalable.</p> <p>Dans ce contexte, l'article 33, §1er (2ième tiret) a été adapté.</p> <p>Précisons également que le cadre en matière de raccordement avec accès flexible proposé pour les unités de production décentralisée ne remet pas en cause les dispositions décrétales relatives aux plans d'adaptation qui prévoient dorénavant que ceux-ci sont soumis à consultation auprès des utilisateurs de réseaux.</p>
82	4	1	FEBEG	La FEBEG suppose que le terme "étude préalable" équivaut au terme "étude de détails" classiquement utilisé par certains GRD. La FEBEG demande des clarifications à ce sujet.	Dans les cas où celle-ci doit être menée, l'étude préalable constitue une composante de l'étude de détail. Conformément au RTDE, le délai de réalisation de l'étude de détail est prolongé pour tenir compte de la réalisation de l'analyse coût-bénéfice (voir article III. §3. du RTDE)
83	4	2	FEBEG	<p>Pour la FEBEG, il est important que la méthode de calcul utilisée pour cette estimation soit transparente et basée sur des hypothèses correctes. Il est important que cette méthode de calcul soit précise et ne permette pas au GRD de systématiquement proposer un volume non produit proche de 5% .</p> <p>Sur le profil pris en compte, la FEBEG observe que si celui-ci est calculé en "100% injection", les projets "behind the meter" seront négativement impactés.</p>	<p>Cette méthode de calcul fera l'objet d'une publication conformément à l'article 38, §1er.</p> <p>La CWaPE peut entendre la remarque de la FEBEG mais fait valoir plusieurs observations :</p> <p>1) Est pris en considération l'impact de l'unité de production sur la zone qui subira la congestion (indépendamment en effet de la consommation in situ);</p> <p>2) la CWaPE peine à voir comment prendre en considération un profil de consommation standard du demandeur;</p> <p>3) La CWaPE rappelle que l'unité de production ne pourra faire l'objet d'une modulation qu'en cas d'injection nette, et à hauteur de cette puissance injectée nette, en un instant t (voir article 19, §4).</p>
84	10	1	FEBEG	<p>Pour la FEBEG, le projet prévoit de réduire le délai de 70 jours à 30 jours.</p> <p>La FEBEG demande confirmation de cette interprétation et de préciser quelles sont les conséquences pour le GR si ce délai n'est pas respecté.</p>	<p>Le délai de 30 jours pour la réalisation de l'étude préalable (le cas échéant, augmenté du délai de quinze jours) est identique à celui précisé dans l'AGW existant.</p> <p>Les conséquences en cas de non réalisation du délai de réalisation de l'étude préalable, ou de l'étude de détail, sont considérées comme hors scope de cet AGW.</p>

85	4	2	FEPEG	<p><i>Estimation du volume d'énergie non produit au stade de l'étude préalable</i> . Pour les projets éoliens, il semble qu'un profil standard pour un projet wallon soit utilisé par les GRD. Une telle standardisation ne reflète pas au mieux les spécificités du projet qui peuvent être très différentes en fonction des régions, et d'autres paramètres. Cela mène à des sur-estimations ou sous-estimation des volumes non produits en fonction des cas.</p> <p>Afin de représenter au mieux la réalité attendue, la FEPEG estime que demandeur pourrait fournir une étude de production réalisée par un bureau certifié sur base de laquelle le GRD pourrait réaliser son estimation.</p>	<p>Cette possibilité existe déjà dans la prescription technique C8/03 (voir point 4.3). Bien que celle-ci soit appelée à évoluer afin de tenir compte des nouvelles dispositions en matière de TFLEX, la CWaPE - qui sera chargée d'approuver la nouvelle prescription technique - n'est pas au courant d'une intention des gestionnaires de réseaux visant à lever cette option.</p> <p>La CWaPE précise néanmoins que tout raffinement (par rapport à l'approche standard) dans le calcul aura pour corollaire un risque d'augmentation des délais de réalisation des études.</p> <p>Enfin, précisons que l'application d'un profil individuel aura un impact limité sur l'estimation du volume d'énergie non produit puisque celle-ci sera notamment le fruit de la superposition de ce profil individuel au profil d'injection des autres unités de production de la zone, qui lui sera standardisé.</p>
86	14		FEPEG	<p>La disposition ne dit rien sur la facturation des travaux. La FEPEG suppose que la facturation totale ne se fait pas à la signature du contrat, et potentiellement jusque 5 ans avant leur réalisation. La FEPEG demande des précisions sur cette interprétation.</p> <p>La FEPEG observe en outre des différences entre GRD en matière de réservation de capacité: chez un GRD il faut payer un acompte, puis le solde lors de la commande des travaux. Après d'un autre GRD, il faut payer un acompte qui vaut la totalité du montant calculé dans l'offre. La FEPEG s'interroge sur ces différences de pratiques et se demande si les pratiques ne devraient pas être harmonisées.</p> <p>Egalement, la FEPEG demande que le projet précise que la référence "à compter de la date de commande des travaux " soit bien celle du demandeur.</p>	<p>Les dispositions en matière de facturation du raccordement ne relèvent pas de cet AGW, mais des dispositions tarifaires.</p> <p><u>Proposition</u> : voir article 14.</p>
87	15		FEPEG + Luminus	<p>la FEPEG s'interroge sur le fait que, selon cette disposition, tout projet de repowering passerait systématiquement en accès flexible, même sans augmentation de capacité.</p> <p>Une telle interprétation semblerait inutilement pénalisante pour les projets de repowering. Pour la FEPEG, seule l'augmentation de capacité doit pouvoir être prise en compte par le gestionnaire de réseau puisque le reste ne modifie pas la situation initiale.</p> <p>La FEPEG demande des précisions sur l'interprétation de cette disposition.</p>	<p>La notion de raccordement avec <u>accès flexible</u> est une notion générique qui d'une part, vise à se distinguer de la notion GTRAD traditionnelle et, d'autre part, signifie que le raccordement des unités de production décentralisée sur le réseau moyenne et haute tension s'effectue selon les modalités définies dans l'AGW (i.e. obligation pour le producteur de pouvoir moduler, possibilité d'une compensation financière dans les cas prévus, ...). Le raccordement avec accès flexible vaut en somme pour toutes les unités de production concernées par le chapitre 3 de la proposition d'AGW, et ne peut être confondu avec les notions de capacité d'injection permanente/flexible.</p>
88	17	2, 4°	FEPEG	<p>Pour la FEPEG, le contrat devrait prévoir également le calendrier de paiement en lien avec le calendrier d'exécution des travaux (le solde doit être payable après la fin des travaux, l'acompte ne doit pas être payé des années avant le début des travaux)</p>	<p>La CWaPE estime que ce sujet est hors scope de l'AGW.</p>
89	18		FEPEG + Luminus	<p>La réduction/interruption d'injection est une décision grave de la part du GRD entraînant des conséquences potentiellement lourdes pour le producteur. La FEPEG propose de monitorer la qualité de cette injonction en instaurant un KPI pour mesurer le lien entre le risque invoqué et la réalité.</p> <p>Actuellement, le producteur reçoit la consigne, et s'y conforme, sans savoir si la modulation a réellement permis d'éviter une situation de congestion. La pertinence des consignes envoyées aux producteurs devrait être mesurée en fonction de KPI à définir et des pénalités devraient être accordées au producteur en cas d'erreur du GR. Ces mesures permettraient d'inciter le GR à améliorer son modèle de prévision des congestions et à limiter ainsi les modulations inutiles.</p>	<p>Les questions relatives aux KPI sortent du cadre de cette proposition d'AGW. La CWaPE est ouverte à l'instauration d'un KPI pour autant que celui-ci satisfasse aux critères de pertinence définis par la CWaPE en la matière. La CWaPE relève enfin que les nouvelles dispositions en matière d'accès flexible inciteront bien davantage les gestionnaires de réseaux à ne moduler qu'en cas de nécessité puisque chaque MWh modulé devra être comptabilisé en vue de l'octroi éventuel de compensation financière.</p>

90	18		FEBEG + Luminus	<p>La FEBEG propose que "les critères objectifs techniquement et économiquement fondés" justifiant la réduction/interruption d'injection soient communiqués au producteur impacté.</p> <p>De même, la FEBEG souhaite que les données suivantes soient communiquées (par 15'):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) l'élément structurant où la limite de sécurité opérationnelle a été jugé critique 2) la limite opérationnelle en MVA, 3) la limite atteinte avec la demande de flex 4) la limite atteinte estimée sans demande de flex <p>La motivation par pas de 15 minutes se justifie parce qu'il est important de pouvoir montrer que la limitation imposée n'a pas été exagérée ni pour la puissance concernée ni pour la durée pendant laquelle elle a été exercée. Dans le cas contraire, on arrive à des limitations non nécessaires, ce qu'il faut absolument éviter puisqu'elles sont coûteuses pour tous.</p>	<p><u>Proposition</u> : voir articles suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Article 35, §5 - Article 38, § 5 - Article 38, § 6
91	19		FEBEG	<p>Cette disposition semble en opposition avec l'article 4 selon lequel les conditions d'accès pour une extension étaient distinctes des conditions applicables à une installation de base.</p>	<p>L'article 4 signifie que le calcul des conditions particulières d'accès auxquelles sera soumis le producteur (seuil contractuel, ...) sera établi par incrément de puissance (partie historique, augmentation de puissance). En somme, en cas de demande d'augmentation de puissance, le volume d'énergie non produit ne sera estimé que pour l'incrément de puissance demandé. Celui-ci sera alors ajouté au volume d'énergie non produit qui avait préalablement été estimé pour la capacité initiale.</p> <p>L'article 19 porte sur les règles de répartition des consignes. Celles-ci ne peuvent faire de distinction entre une capacité initiale et une capacité additionnelle <u>au sein d'une même filière</u>. Lorsque l'incrément de puissance porte sur une même filière que la capacité initiale, alors la date de réservation pour l'ensemble de la capacité de production de cette filière devra être modifiée. Toutefois, en application de l'article 4, le seuil contractuel qui avait été estimé pour la partie historique ne sera pas revu.</p>
92	19	1, 4	FEBEG + Luminus	<p>Pour la FEBEG, déroger à la règle préétablie revient à augmenter l'insécurité pour les producteurs. La minimisation des conséquences financières pour le GR nous paraît être un critère échappant totalement au contrôle des producteurs. En outre, la FEBEG s'interroge sur le fait d'établir des règles LIFO et de pouvoir y déroger ensuite.</p>	<p>L'application de la règle LIFO, associée à une dérogation de pouvoir y déroger à la seule condition que cette dérogation poursuive un objectif de minimisation des compensations financières, permettra de faire fonctionner un régime de compensation financière qui démarrera au moment où le volume de MWh modulé atteindra le seuil contractuel. Rappelons que ce seuil contractuel est l'instrument permettant de limiter le risque des investisseurs.</p> <p>A défaut, le gestionnaire de réseau modulera, au sein d'une même catégorie d'unités de production (ou de stockage), uniquement en fonction d'une règle LIFO, et ce indépendamment du fait que le seuil contractuel exprimé en unité d'énergie modulée soit atteint ou non.</p> <p>Selon la CWaPE, l'absence de dérogation à la règle LIFO se justifiait davantage dans le régime existant où la capacité d'injection flexible, modulée avant la capacité d'injection permanente, ne donnait droit à aucune compensation financière, et ce quel que soit le niveau de modulation imposé au producteur. La CWaPE est ouverte à toute proposition de texte permettant d'atteindre le même objectif, à savoir vider - selon une règle LIFO - l'ensemble des pots de MWh gratuits avant d'entamer, toujours selon un ordre respectant le critère LIFO, le pot des MWh faisant l'objet d'une compensation financière.</p>
93	19	2	FEBEG	<p>La FEBEG émet le même commentaire qu'au point précédent. La disposition déroge au principe LIFO sans véritable contrôle pour le producteur. La minimisation du volume impacté pourrait être un critère mais la concurrence de plusieurs critères aura un impact négatif sur la sécurité des investisseurs.</p>	<p>Voir réponse ligne 92.</p>

94	19	3	FEBEG	la FEBEG suppose que les consignes sont bien distinguées par unité de production concernée. Par exemple, en cas d'extension d'un parc éolien, la consigne de réduction d'injection devrait pouvoir être dirigée vers l'extension et non vers l'installation de base.	<p>Les consignes pourront être différenciées selon les filières concernées, mais ne pourront pas l'être au sein d'une même filière (voir article 19, §1er, alinéa 3).</p> <p>Par contre, en cas d'augmentation de puissance, le volume d'énergie non produit déterminé au stade de l'étude préalable à la suite de la demande historique sera préservé (voir article 4, §4).</p> <p>Voir réponse ligne 91.</p>
95	20	1	FEBEG + Luminus	la FEBEG estime qu'un contrôle devrait être exercé sur les mesures prises par le GR pour limiter les modulations d'injection. Il est primordial d'éviter les limitations d'injection et il est donc important que le GR puisse montrer les efforts fournis à cette fin. En d'autres termes, les limitations d'injection non compensées doivent être une mesure de dernier recours, quand toutes les autres mesures sont insuffisantes.	<p>La CWaPE estime que le nouveau régime sera davantage incitatif que le régime précédent. Tout MWh modulé, même gratuit, sera comptabilisé et conduira, en cas de dépassement du seuil contractuel, à l'octroi de compensation financière pour le producteur.</p> <p>En outre, dans l'hypothèse où un producteur s'estime lésé, celui-ci pourra contacter la CWaPE qui, au cas par cas, s'assurera que le gestionnaire de réseau a procédé conformément à l'article 20.</p>
96	21		FEBEG + Luminus	Symétriquement, la FEBEG estime qu'une compensation vers le producteur devrait être prévue pour les consignes envoyées sans raison par le GR (puissance modulée trop importante, durée de la modulation trop longue, difficulté technique liée à l'envoi de la consigne, ...). De manière générale, la FEBEG estime que le principe doit être que les limitations d'injection doivent être limitées au maximum. Un rapportage avec des KPI d'une part ainsi que des compensations pour le producteur pénalisé d'autre part paraissent indispensables sous peine de ne pas favoriser une saine gestion du réseau.	<p>Voir réponse au commentaire 95.</p> <p><u>Rappel</u> : Le régime de raccordement garanti avec accès flexible est un régime qui a pour objectif d'offrir aux utilisateurs de réseaux, et en particulier aux producteurs, la possibilité de bénéficier de l'ensemble des assets réseaux disponibles, en ce inclus les assets réseaux prévus initialement à garantir la sécurité du réseau 100% du temps. Si ce nouveau paradigme impose une refonte importante de la conception de la gestion des réseaux, il ne remet en aucun cas en cause le caractère intangible de la sécurité du réseau qui reste essentielle à l'ensemble des utilisateurs de réseaux. En clair, ce nouveau régime impose d'offrir au gestionnaire de réseau des marges de sécurité suffisantes pour qu'il puisse, dans la modularité, exploiter son réseau sans mettre en péril sa fiabilité. Il reste que cette proposition, établie en application du décret électricité, offrira au producteur une certitude : celle de bénéficier, en cas de dépassement de son seuil contractuel, de compensations financières.</p>
97	22		FEBEG + Luminus	La FEBEG souhaiterait obtenir des clarifications sur disposition. Le volume qui sera compensé porte uniquement sur la partie entre 5 et 15% du volume attendu ou uniquement sur la partie supérieure à 15%?	<p>Les valeurs estimées au stade de l'étude préalable et de l'analyse coût-bénéfice serviront de référence pour l'établissement du seuil contractuel en-dessous duquel le volume d'énergie modulée n'est pas soumis à compensation financière.</p> <p>- Si le volume d'énergie non produite (estimé au stade de l'étude préalable) est inférieur ou égal à 15% du productible attendu (traduit en MWh/an), il y aura compensation financière dès lors que le volume réellement modulé est supérieur au seuil contractuel, soit le volume estimé au stade de l'étude préalable et plafonné à 5% du productible attendu.</p> <p>- Si le volume d'énergie non produite (estimé au stade de l'étude préalable) est supérieur à 15% du productible attendu, alors - pour autant que le seuil de 15% (traduit en MWh/an) d'énergie modulée soit atteint - un volume additionnel d'énergie modulée sans compensation financière est mis à disposition du gestionnaire de réseau.</p> <p>Ce volume additionnel est calculé comme la différence, en MWh, entre le volume d'énergie non produite (estimé au stade de l'étude préalable) et le volume correspondant à 15% du productible attendu.</p>

98	22	2	FEBEG + Luminus	<p>Le seuil de 5% peut paraître raisonnable mais pour la FEBEG, dans la pratique, un tel seuil représente un niveau élevé de perte d'injection. Un tel niveau de perte de revenus est fortement susceptible d'impacter la rentabilité d'un projet, d'autant que cet élément n'est pas pris en compte dans le calcul du soutien. Il est donc très important de prendre en compte de l'impact de ce niveau de perte d'injection non compensée sur la production renouvelable et la viabilité des projets de production d'électricité renouvelable.</p> <p>La transition énergétique ne pourra pas se faire sans le développement du réseau et il sera essentiel que le réseau ne "suive" pas les projets de production renouvelable, mais qu'une gestion proactive soit menée par le GR en termes de développement, gestion et dimensionnement de réseau.</p>	<p>La CWaPE rappelle que :</p> <ul style="list-style-type: none"> - le cadre en matière de raccordement avec accès flexible ne se substitue pas aux dispositions décrétales en matière de plan d'adaptation; - le plafond de 5% correspond à une interprétation restrictive de l'article 13, 5 (a) du Règlement européen 2019/943; - en application de l'article 15, §1er, du décret, les plans d'adaptation doivent dorénavant faire l'objet d'une consultation publique auprès des utilisateurs de réseaux. Les lignes directrices relatives à l'établissement du plan d'adaptation pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité (CD-23b02-CWaPE-0042 bis) et les lignes directrices relatives à la consultation sur le plan d'adaptation du GRTL (CD-23b02-CWaPE-0044), toutes deux publiées par la CWaPE, contiennent les modalités de mise en oeuvre de cette consultation; - en application de l'article 36, chaque gestionnaire de réseau doit publier sur son site internet la capacité d'injection disponible et future sur son réseau.
99	22	3	FEBEG + Luminus	<p>La FEBEG réitère sa remarque émise à l'article 1,21°. Limiter la compensation à 15% ne correspond pas à la réalité du réseau. L'adéquation entre les localisations adéquates pour le développement éolien et pour le raccordement au réseau est faible. Limiter la compensation à 15% du volume entraînera une pénalisation du producteur sans inciter le GR à développer son réseau pour le rendre plus compatible avec le développement de l'énergie renouvelable. Il nous semble qu'un incitant pour le GR est indispensable.</p>	<p>Voir réponse ligne 81.</p>
100	27	4	FEBEG + Luminus	<p>Pour éviter tout blocage dans l'adoption d'une méthode alternative, la FEBEG estime qu'elle devrait être approuvée par la Cwape après concertation des GR et des producteurs (et non après accord entre eux)</p>	<p>Pas d'objection.</p> <p><u>Proposition</u> : voir article 28, §4.</p>
101	28	1	FEBEG + Luminus	<p>Pour la FEBEG, les pertes de revenus doivent également comprendre les coûts liés à la perte d'injection: coûts d'équilibrage, rachat de volume éventuels, ... Ceci est d'ailleurs également le cas pour les installations de stockage. (voir également point suivant)</p>	<p>La CWaPE ajoutera une nouvelle disposition permettant d'assurer la correction du périmètre du responsable d'équilibre du producteur pour les volumes à compenser. Cette disposition, prévue dans l'AGW actuel, n'a jamais été mise en oeuvre.</p> <p><u>Proposition</u> : voir article 29, §3.</p> <p>La CWaPE entend profiter de l'évolution des travaux relatifs à ICAROS (coordination et gestion de la congestion), notamment en ce qui concerne les installations raccordées sur le réseau de distribution, pour exploiter au mieux les possibilités ouvertes par cette disposition.</p>
102	28	1	FEBEG	<p>Le projet indique que "<i>Les pertes de revenu associées aux limitations d'injection des installations de stockage sont réputées nulles.</i> "</p> <p>Telle que formulée cette disposition reviendrait à ne jamais compenser les limitations pour les installations de stockage. La FEBEG demande des précisions sur cette disposition.</p>	<p>La CWaPE estime en effet que les unités de stockage ne devraient pas bénéficier d'une compensation financière en cas de limitation d'injection.</p>
103	28	2	FEBEG + Luminus	<p>Pour la FEBEG, une composante D représentant les coûts liés à la perte d'injection doit être ajoutée (coûts d'équilibrage, rachat de volumes, ...)</p>	<p>Voir réponse ligne 101.</p>
104	28	2	FEBEG	<p>Pour la FEBEG, il est très important qu'il y ait une adéquation entre les hypothèses qui sont prises dans ce calcul (les différentes composantes), et les hypothèses qui sont prises par le SPW pour la nouvelle méthodologie de calcul des certificats verts.</p>	<p>La méthodologie de calcul de la compensation financière a déjà fait l'objet (par le passé) d'une consultation auprès des producteurs et d'une publication sur le site de la CWaPE. La CWaPE entend réaliser un exercice similaire dans la foulée de l'adoption de cet AGW, notamment pour intégrer les adaptations prévues dans la proposition et les conséquences liées au transfert des activités non réglementaires de la CWaPE vers l'administration.</p>
105	30	3	FEBEG	<p>"<i>la CWaPE établit une valeur de référence pour le coût d'investissement unitaire maximum de référence visé au paragraphe 1er.</i> "</p> <p>La FEBEG déduit que cette valeur n'est pas encore établie aujourd'hui. La FEBEG demande des précisions sur le timing et le mode de communication de cette valeur.</p>	<p>Les valeurs de référence existent bel et bien aujourd'hui et sont présentes dans la communication CD-17f14-CWaPE-0018 sur la méthodologie de calcul de l'analyse coût-bénéfice et les valeurs de référence applicables. Cette communication est disponible sur le site de la CWaPE.</p>

106	32		FEBEG + Luminus	<p>Pour la FEBEG, la méthodologie proposée présente un côté un peu statique en ce qu'elle ne tient compte que des projets connus mais pas des objectifs de développement de la production renouvelable en Wallonie.</p> <p>La transition énergétique ne peut se permettre d'avoir un réseau qui suit les projets de production renouvelable avec 5 ans de retard et il est important que le dimensionnement du réseau permette le développement de la production renouvelable et ne le freine pas (ce qui est le cas en autorisant des limitations d'injection non compensées susceptibles de mettre en péril la viabilité économique de ces projets).</p> <p>Pour la FEBEG, il est donc important de ne pas se limiter aux projets connus mais de considérer que la libération de nouvelles capacités de raccordement entraînera de toute façon le développement de nouveaux projets de production renouvelable.</p>	<p>Voir réponse ligne 98.</p> <p>La CWaPE estime que la méthodologie de calcul, basée notamment sur l'ensemble des demandes de raccordement en cours, permet de rationaliser les investissements de renforcement du réseau, et par là, de rationaliser la séquence des investissements qui seront nécessaires à la transition énergétique.</p> <p>En outre, la prise en compte de l'ensemble des demandes de raccordement offre bien souvent une vision optimiste de l'évolution "in situ" de la production d'électricité d'origine renouvelable. Dans la réalité, parmi ces demandes de raccordement, un nombre non négligeable d'entre elles seront annulées en raison de barrières autres que celles liées au dimensionnement du réseau.</p>
107	32	1	FEBEG + Luminus	<p>Le projet utilise la notion de production attendue si l'investissement sur le réseau est autorisé. Le projet ne précise toutefois pas le mode de calcul de la production attendue. Il serait certainement bon de préciser cette méthode pour assurer l'objectivité des chiffres utilisés.</p>	<p>A l'heure actuelle, cette méthode de calcul s'inscrit dans la philosophie de la C8-03 (à moins que le volume d'énergie non produit estimé soit supérieur à 5%). A la suite de l'adoption de l'AGW, cette méthode fera l'objet d'une publication conformément aux articles 37, §1er et 38, §1er.</p>
108	32	1	FEBEG	<p>Il n'est pas clair si les demandes précédentes qui ont mené à des analyses cout-bénéfice non justifiées sont également intégrées dans une nouvelle analyse lorsqu'une nouvelle demande de raccordement est introduite. La FEBEG demande des précisions à ce sujet.</p>	<p>Toutes les demandes introduites précédemment sont prises en compte, à moins que celles-ci n'aient fait l'objet d'une annulation.</p>
109	34	1	FEBEG + Luminus	<p>Pour la FEBEG, rapportage devrait être fait par 15' et, outre à la Cwape, devrait être communiqué au producteur impacté (voir commentaire sous l'article 18).</p>	<p>La CWaPE estime que le rapportage prévu à l'article 35, qui contient des informations confidentielles, ne doit pas être public. Il est destiné à la CWaPE afin de lui permettre d'évaluer l'évolution du régime de raccordement avec accès flexible. Les modalités de mise en oeuvre de ce rapportage relèvent exclusivement de la CWaPE et des gestionnaires de réseaux.</p> <p>Rappelons en outre qu'en application de l'article 36, chaque gestionnaire de réseau doit publier sur son site internet la capacité d'injection disponible et future sur son réseau.</p> <p>Voir également réponse ligne 90.</p>
110	34	3	FEBEG + Luminus	<p>Pour la FEBEG, le rapportage annuel devrait également comprendre des informations sur le nombre de contrats flexibles signés et les volumes permanents et flexibles contractualisés. Un tel monitoring contribuerait à donner une indication sur le développement du réseau et sa gestion aux candidats investisseurs notamment. Ce rapportage devrait être public (au minimum de façon agrégée le cas échéant).</p>	<p>Voir réponse ligne 109.</p>
111	37	3	FEBEG + Luminus	<p>Pour la FEBEG, une concertation des producteurs pourrait être prévue avant l'approbation par la Cwape de la méthode de paiement des compensations.</p>	<p>Pas d'objection.</p> <p><u>Proposition</u> : voir article 38, §3.</p>
112	40		FEBEG + Luminus	<p>Pour la FEBEG, la disposition signifie que les raccordements existants sous un contrat historique ne pourront pas se voir imposer le placement d'un RTU. La FEBEG demande de confirmer cette interprétation.</p>	<p>La CWaPE valide cette interprétation sous réserve de la définition de l'article 1er, 24° "l'installation historique de production ou de stockage d'électricité" et de l'article 16, §§ 3 et 4.</p>

113	40		FEBEG	<p>Pour les contrats existants (avant entrée en vigueur du nouvel AGW), la FEBEG comprend que :</p> <p>1. pour les contrats 100% permanent : le seuil de volume non produit = 0%. Chaque MWh perdu sera donc compensé.</p> <p>2. pour un contrat 100% Flexible : le seuil sera celui estimé lors de l'étude préalable de l'époque. Ce seuil sera plafonné à 5%. En dessous du seuil, les volumes perdus ne seront pas compensés. Au dessus du seuil, il y aura compensation mais pas au-delà de 15%. La compensation interviendra donc sur un volume compris entre : [Minimum [seuil estimé, 5%) ; 15%]</p> <p>3. pour un contrat hybride (partie permanente et partie flexible) :</p> <p>* Si la consigne (en terme de puissance) reste inférieure à la partie flexible, le volume perdu sera calculé sur la base : (P_consigne * temps_coupure) et sera compensé si ce volume dépasse le seuil estimé dans l'étude préalable.</p> <p>* Si la consigne (en terme de puissance) dépasse la partie flexible,</p> <p>- le volume perdu provenant de la partie flexible sera calculé sur base : (P_flexible)*temps_coupure) et sera compensé si ce volume dépasse le seuil estimé dans l'étude préalable.</p> <p>- le volume perdu provenant de la partie permanent sera calculé sur base : (P_consigne - P_flexible)*temps_coupure) et sera totalement compensé.</p> <p>La FEBEG demande confirmation de ces interprétations et estime que le cadre relatif aux contrats hybrides devrait être clarifié.</p>	<p>1. Correct.</p> <p>2. <u>2 cas possibles</u></p> <p>1° volume d'énergie non produit (estimé au stade de l'étude préalable) ≤ 15% => absence de compensation financière pour les volumes d'énergie modulée compris entre [0 ; volume d'énergie non produit plafonné à 5%]</p> <p>2° volume d'énergie non produit (estimé au stade de l'étude préalable) > 15%</p> <p>= > Pas de compensation financière pour les volumes d'énergie modulée compris entre 0 et 5%</p> <p>= > compensation financière pour les volumes d'énergie modulée compris entre 5% et 15%</p> <p>= > Pas de compensation financière pour les volumes d'énergie modulée compris entre 15% et le volume d'énergie non produit (estimé au stade de l'étude préalable)</p> <p>= > compensation financière une fois que le volumes d'énergie modulée est supérieur au volume d'énergie non produit (estimé au stade de l'étude préalable)</p> <p>3. Les dispositions relatives à la modulation et à la compensation financière seront les mêmes que dans les cas précédents avec les précisions suivantes :</p> <p>Les notions de capacité permanente et flexible sont transformées en un volume d'énergie non produite (estimé au stade de l'étude préalable) :</p> <p>= > Pour la partie « capacité permanente » : le volume d'énergie non produit estimé au stade de l'étude préalable est supposé égal à 0 MWh.</p> <p>= > Pour la partie « capacité flexible » : le volume d'énergie non produit estimé au stade de l'étude préalable, plafonné à 5%, sert de référence (avec si nécessité, application d'un volume additionnel lorsque ce volume d'énergie non produit est supérieur à 15%).</p> <p>= > Une installation disposant d'une capacité permanente et d'une capacité flexible est considérée comme une seule installation qui présentera un volume d'énergie non produit égal à celui estimé au stade de l'étude préalable pour la partie flexible. En clair, Il n'y aura plus de dichotomie entre capacité permanente et capacité flexible.</p> <p>4. la CWaPE est ouverte aux propositions d'amélioration du texte mais estime que le texte en l'état est clair.</p>
114	4	2, 2°	Luminus	<p>Nous supposons que le seuil contractuel en-dessous duquel il n'y a pas de compensation correspond à l'estimation visée au 1°. Autrement dit, si l'estimation des pertes donne x MWh/an, les conditions particulières d'accès ne peuvent pas prévoir une marge supplémentaire de sécurité en disposant que le volume contractuel non compensé sera de x+y MWh/an.</p> <p>Il pourrait être utile, pour la clarté, d'indiquer le lien entre les volumes visés au 1° et 2° de cette disposition.</p>	<p>Voir réponse à la ligne 52.</p>
115	4	2	Luminus	<p>Le dernier alinéa signifie-t-il que les conditions fixées pour l'accès d'une extension ne s'appliqueront pas rétroactivement à l'installation initiale de sorte que chaque partie aura ses propres conditions d'accès?</p> <p>C'est ce qui nous semble en tout cas le plus logique: l'extension sera soumise à son propre régime d'accès sans que cela impacte rétroactivement le contrat de l'installation initiale.</p>	<p>2 cas peuvent se présenter :</p> <p>1) L'augmentation de puissance porte sur une même filière que la filière initiale : les discussions avec les gestionnaires de réseaux montrent qu'il serait difficile de prévoir plusieurs dates de réservation pour des capacités appartenant à une même filière. Dès lors, une augmentation de puissance au sein d'une même filière induira une modification de la date de réservation de la capacité globale. L'ordre au niveau du LIFO serait également modifié pour la capacité initiale. Toutefois, via cette disposition, le "volume d'énergie non produite" estimé pour la puissance initiale serait préservé et ajouté à celle de la nouvelle demande.</p> <p>2) L'augmentation de puissance porte sur une filière différente de la filière initiale. Dans ce cas, il serait possible de conserver la date de réservation de la capacité pour la filière "historique", et la nouvelle demande (appartenant à une autre filière) pourrait être traitée de manière distincte tant au niveau du LIFO qu'au niveau (comme dans le cas précédent) de l'estimation du volume d'énergie non produit.</p> <p>Voir réponse ligne 94.</p>

116	5		Luminus	La libération d'une nouvelle capacité d'injection devrait bénéficier en priorité aux projets qui sont dans la liste d'attente.	A préciser par Luminus : notion de liste d'attente. Aujourd'hui, il n'y a plus de liste d'attente au sens de ce qui existait avant l'introduction du régime de raccordement avec accès flexible. La libération de la nouvelle capacité d'injection se fera au bénéfice des nouveaux demandeurs, et le cas échéant, des demandeurs qui, bien qu'ayant déjà introduit leur demande, n'ont pas encore reçu de proposition de raccordement.
117	6		Luminus	Je ne suis pas sûr de comprendre pourquoi les analyses coût-bénéfice ne sont pas demandées dans tous les cas où des limitations d'injection sont attendues, que ce soit en N ou en N-1 et quel que soit le volume de limitations attendu. L'investissement dans le réseau doit être encouragé dans la mesure où il facilite la transition énergétique et l'atteinte des objectifs de production renouvelable.	Voir article 26, §2ter, alinéa 3 du décret électricité. L'expérience a montré que la seule modulation en N-1 est insuffisante que pour permettre à un projet de renforcement du réseau de devenir économiquement justifié. Cette expérience montre que la réalisation d'une analyse coût-bénéfice dans une situation où seule une modulation de type N-1 est attendue représente une charge administrative excessive et inefficace. Cette disposition ne préjuge pas du fait qu'un gestionnaire de réseau puisse malgré tout investir à l'avenir sur cette portion du réseau s'il apparaît, par exemple, que la gestion de son réseau dans les conditions réelles conduit à l'octroi de compensations financières.
118	9		Luminus	Le modèle d'analyse devrait être établi après concertation avec les gestionnaires de réseau ET les producteurs (et pas uniquement après consultation des producteurs).	La méthodologie de calcul sera établie après concertation avec les gestionnaires de réseaux et les producteurs. Le modèle de calcul (fichier xls) reproduisant cette méthodologie de calcul relève de la CWaPE et des gestionnaires de réseaux.
119	14		Luminus	La disposition ne dit rien sur la facturation des travaux. Je suppose que la facturation totale ne se fait pas à la signature du contrat, ce qui pourrait signifier un paiement jusque 5 ans avant l'exécution des travaux (voire plus en cas de prolongation)?	Hors scope de l'AGW qui vise à répondre aux articles 25decies (§3, alinéa 5) et 26 (§2bis, alinéa 1er et §2quinquies) du décret.
120	17	2, 4°	Luminus	Le contrat devrait prévoir également le calendrier de paiement en lien avec le calendrier d'exécution des travaux (le solde doit être payable après la fin des travaux, l'acompte ne doit pas être payé des années avant le début des travaux)	Voir réponse à la ligne 119.
121	19	1, al. 3	Luminus	"En cas d'augmentation de puissance pour une filière, la date la plus récente est prise en compte pour l'ensemble de la filière." La disposition semble dire l'inverse de l'article 4 d'après lequel les conditions d'accès pour une extension étaient distinctes des conditions applicables à une installation de base. Il nous paraît toutefois justifié de n'appliquer de nouvelles règles qu'à l'extension et non à tout le parc (installatio initiale + extension).	Voir réponse à la ligne 115
122	19	2	Luminus	La disposition déroge au principe LIFO sans véritable contrôle pour le producteur. La minimisation du volume impacté pourrait être un critère mais la concurrence de plusieurs critères aura un impact négatif sur la sécurité des investisseurs.	Voir réponse à la ligne 92
123	19	3	Luminus	Nous supposons que les consignes sont bien distinguées par unité de production concernée. Par exemple, en cas d'extension d'un parc éolien, la consigne de réduction d'injection devrait pouvoir être dirigée vers l'extension et non vers l'installation de base.	Voir réponse à la ligne 115
124	26		Luminus	La procédure devrait prévoir une possibilité de contestation par le producteur avec, le cas échéant, une intervention de la Cwape.	La possibilité d'une contestation auprès de la CWaPE est toujours possible en application des dispositions décrétales en la matière.
125	29		Luminus	La première phrase de la disposition n'est pas très claire. Elle commence par "lorsque .." mais ne poursuit pas le raisonnement.	<u>Proposition</u> : voir article 30.
126	30		Luminus	La méthodologie paraît assez logique en ce qu'elle compare le rapport coût bénéfice de l'investissement à considérer dans le réseau au même rapport d'un investissement moyen. Il nous semble toutefois qu'une pondération devrait être ajoutée pour tenir compte de la trajectoire nécessaire pour atteindre les objectifs de production renouvelable. En cas de retard par rapport à l'atteinte de ces objectifs, l'importance de chaque projet additionnel augmente. Ce n'est qu'en cas de production renouvelable abondante que la valeur relative d'un nouveau projet diminue.	La CWaPE se propose de reprendre l'élément méthodologique présent dans la version actuelle de l'AGW. <u>Proposition</u> : voir article 31, §1er, 2°

127	32	1	Luminus	<p>Outre le productible attendu en cas de réalisation de l'investissement dans le réseau, il nous semble que le dénominateur devrait prendre en compte un coefficient liant le projet à la trajectoire nécessaire pour atteindre les objectifs de production renouvelable. Il est important en effet de ne pas voir chaque projet dans son seul dimensionnement propre mais bien de l'intégrer dans une démarche plus globale visant à atteindre les objectifs de production d'électricité renouvelable.</p>	Voir réponse à la ligne 126.
128	32	2	Luminus	<p>La disposition prévoit de faire intervenir la durée de vie économique des installations de production dans le calcul du productible. Cela nous paraît limitatif dans la mesure que cela suppose que les installations existantes et en projet ne seront pas remplacées. Or le développement de l'énergie renouvelable nécessite un renouvellement des installations, voire une augmentation de leur puissance. Il paraîtrait donc logique de prévoir que la puissance des installations de production présentes et en projet sera au moins constante pendant la durée de vie économique des investissements du réseau.</p>	<p>Ce point est pris en compte au niveau du numérateur :</p> <p>Proposition : voir article 32, §3, 1° : § 3. <i>Les coûts visés au paragraphe 1er sont établis en tenant compte de :</i></p> <p><i>1° l'utilisation attendue du ou des investissements réseau concernés au terme de la durée de vie économique des sites de production d'électricité verte concernés par le projet de renforcement du réseau; [...]</i></p> <p>En pratique, il est déjà actuellement supposé que la durée de vie de l'installation de production est égale à celle de l'actif réseau faisant l'objet de l'étude.</p>
129				<p>Tant l'AGW existant que le projet de modification de l'AGW cherchent à éviter les investissements inutiles. Il nous semble que critère ne peut être le seul à prendre en compte. Il faut également éviter des pertes de production d'électricité renouvelable inutiles ainsi qu'un frein complémentaire au développement de nouveaux projets.</p> <p>La transition énergétique ne pourra être assurée sans investissements importants tant du côté des producteurs que de celui des gestionnaires de réseau. Le réseau existant, qui a été dessiné et développé dans un contexte tout à fait différent, ne permet pas le développement des projets nécessaires en vue des objectifs de production renouvelable prévus par le gouvernement wallon. Il est donc indispensable que ce réseau évolue vers une situation assez différente permettant l'accueil des productions renouvelables nécessaires. Dans ce cadre, le signal donnée par la limitation des investissements des gestionnaires de réseau ne paraît pas aller dans le sens de l'atteinte des objectifs 2030-2050.</p>	<p>Conformément au décret, en particulier son article 26, §2ter, la mise en place d'un processus de décision permettant de rationaliser les investissements de renforcement du réseau en vue d'un plus large déploiement des unités de production décentralisée dans les réseaux constitue en effet un des objectifs de cet AGW, comme de l'AGW précédent.</p> <p>Voir réponse à la ligne 126.</p>

**Arrêté du Gouvernement wallon du XXX modifiant 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.**

Chapitre 1 : Définitions

Article 1er. Pour l'application du présent arrêté, l'on entend par :

1° l'analyse coût-bénéfice: l'évaluation du caractère économiquement justifié, telle que visée à l'article 26, § 2ter du décret, d'un projet d'adaptation du réseau visant à satisfaire au mieux la demande de raccordement d'un projet de site de production d'électricité verte ;

2° la capacité d'injection flexible : le droit d'accès au réseau exprimé en voltampères (VA) et octroyé au producteur par le gestionnaire de réseau de manière supplémentaire à la capacité d'injection permanente en mettant à disposition tous les éléments de son réseau;

3° la capacité d'injection permanente: le droit d'accès au réseau octroyé au producteur, exprimé en voltampères (VA) dont la disponibilité est garantie tant sur base des éléments principaux que des éléments redondants de fiabilité du réseau et déterminée conformément à la méthodologie visée à l'article 3, § 2;

4° la congestion: l'état d'un élément du réseau lorsque la capacité maximum de transit y est atteinte et risque de mettre à mal la sécurité du réseau ;

5° la consigne: l'ordre d'activation envoyé par le gestionnaire de réseau au producteur afin de réduire l'injection de puissance électrique en vue de prévenir ou de remédier à la survenance de congestions sur le réseau d'électricité et exprimé en termes de puissance active maximale d'injection autorisée et de délai de réaction ;

6° la compensation financière : le dédommagement alloué au producteur pour compenser les pertes de revenus découlant de l'application de consignes portant sur des volumes d'énergie non produite supérieurs au seuil contractuel en-dessous duquel le volume d'énergie non produite n'est pas soumis à compensation financière, le cas échéant complété d'un volume additionnel lorsque le volume estimé d'énergie non produite est supérieur au volume d'énergie non produite jugé non raisonnable.

7° mécanisme de redispatching» : une mesure, y compris de réduction, qui est activée par un ou plusieurs gestionnaires de réseau de transport ou de réseau de distribution et consistant à modifier le modèle de production, de charge, ou les deux, de manière à modifier les flux physiques sur le système électrique et soulager ainsi une congestion physique ou assurer autrement la sécurité du système;

8° le coût d'investissement unitaire maximum de référence : la valeur pivot en deçà de laquelle le coût d'un projet d'adaptation du réseau rapporté sur la production d'électricité verte que sa mise en œuvre permettrait est jugé économiquement justifié ;

9° le décret : le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité ;

10° la demande de raccordement : la somme des puissances exprimées en voltampères (VA) et installées en aval du point de raccordement, réparties par source d'énergie primaire, pour lesquelles l'utilisateur de réseau souhaite disposer d'un raccordement au réseau ;

11° le demandeur : la personne, physique ou morale, qui introduit une demande auprès du gestionnaire de réseau en vue du raccordement d'un projet de site de production ou de stockage ;

12° l'étude préalable : l'évaluation par le gestionnaire de réseau des conditions particulières d'accès au réseau à reprendre dans le contrat de raccordement et, en application de l'article 6, du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau ;

13° le projet de renforcement du réseau : le projet de renforcement du réseau établi par le gestionnaire de réseau afin de de supprimer, ou le cas échéant, de réduire le volume des limitations d'injection dans la zone de réseau concernée par la demande de raccordement par rapport à celui attendu en situation de référence ;

14° la puissance de raccordement : la puissance maximale définie dans le contrat de raccordement et exprimée en voltampères (VA), dont l'utilisateur de réseau de distribution peut disposer au moyen de son raccordement au réseau ;

15° le raccordement avec accès flexible : le raccordement pour lequel le gestionnaire de réseau peut limiter temporairement l'injection d'un producteur ;

16° la situation de référence : l'hypothèse de configuration du réseau et des flux d'énergie sur ce réseau qui est utilisée pour estimer l'énergie exprimée en kilowattheure (kWh) qui pourra être produite par un projet de site de production d'électricité verte sans projet de renforcement du réseau autre que ceux prévus dans les plans d'adaptation approuvés, le cas échéant adaptés sur une base motivée ;

17° la valeur de référence : la valeur établie préalablement par la CWaPE sur base de sa connaissance du marché, le cas échéant en concertation avec les gestionnaires de réseau, de laquelle le gestionnaire de réseau et la CWaPE ne peuvent s'écarter dans le cadre de l'établissement de l'étude préalable et de l'analyse coût-bénéfice ;

18° la valeur par défaut : la valeur établie préalablement par la CWaPE sur base de sa connaissance du marché, le cas échéant en concertation avec les gestionnaires de réseau et/ou les producteurs, de laquelle le gestionnaire de réseau et la CWaPE peuvent, de manière motivée et en fonction des caractéristiques du projet d'adaptation du réseau, s'écarter dans le cadre de l'établissement de l'étude préalable ou de l'analyse coût-bénéfice ;

19° le volume estimé d'énergie non produit : volume d'énergie non produite à la suite d'une consigne de limitation d'injection du gestionnaire de réseau en vue de préserver la sécurité opérationnelle du réseau estimé au stade de l'étude préalable ou, le cas échéant de l'analyse coût-bénéfice.

20° le volume d'énergie modulée : volume d'énergie non produit estimé après un ordre du gestionnaire de réseau de limitation d'injection visant à préserver la sécurité opérationnelle du réseau.

21° le volume d'énergie non produite non raisonnable : le volume estimé d'énergie non produite jugé non raisonnable visé à l'article 26, §2ter, du décret. Il correspond à quinze pourcents du volume de production attendu de l'installation de production.

22° l'installation historique de production ou de stockage d'électricité : une installation de production ou de stockage d'électricité pour laquelle la date de mise en service, telle que stipulée dans l'accord de mise en service délivré par le gestionnaire de réseau, est strictement antérieure au :

- 27 juin 2014 pour le gestionnaire de réseau de transport/transport local ;
- 1er janvier 2015 pour les gestionnaires de réseau suivants : AIEG, AIESH, Gaselwest, PBE, Réseau d'Energies de Wavre et RESA ;
- 1er mars 2015 pour l'ensemble des secteurs d'ORES ASSETS SPRL ;

23° la nouvelle installation de production ou de stockage d'électricité : une installation de production ou de stockage d'électricité qui n'est pas historique ;

24° la puissance électrique nette développable (Pend, kWe) : la puissance électrique générée par l'installation de production ou de stockage avant transformation éventuelle vers le réseau, obtenue en déduisant la puissance moyenne des équipements fonctionnels de l'installation de la puissance maximale réalisable ;

25° les règlements techniques : le règlement technique pour la gestion du réseau de transport local d'électricité en Région wallonne et l'accès à celui-ci et le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci établis en vertu de l'article 13 du décret.

Chapitre 2 : principe général

Art. 2. Le gestionnaire du réseau ne peut pas refuser le raccordement d'une installation de production ou de stockage d'électricité pour cause d'éventuelles limitations dans les capacités disponibles du réseau ou dans le réseau en amont, ou au motif que celui-ci entraînerait des coûts supplémentaires résultant de l'éventuelle obligation d'accroître la capacité des éléments du réseau dans la zone de réseau concernée.

Chapitre 3 : raccordement avec accès flexible des installations de production et de stockage d'électricité sur le réseau moyenne et haute tension

Section 1 : Généralités

Art.3. Le présent chapitre précise, en application de l'article 26, §§2bis et 2quinquies du décret, les modalités de mise en œuvre du raccordement avec accès flexible pour les nouvelles installations de production et de stockage raccordées sur le réseau moyenne et haute tension, ainsi que celles du régime de compensation financière en cas de consigne de réduction ou d'interruption d'injection transmise par le gestionnaire de réseau en vue de prévenir ou de lever le risque de dépassement de la limite de sécurité opérationnelle du réseau.

Section 2 : Etude préalable

Art.4. §1^{er}. Le raccordement des installations de production ou de stockage au réseau moyenne et haute tension fait l'objet d'une étude préalable par le gestionnaire de réseau. Cette étude préalable vise à établir les conditions particulières d'accès au réseau reprises dans le contrat de raccordement, en application de l'article 17, §2, du présent arrêté.

§2. Les conditions particulières d'accès au réseau visées au paragraphe 1^{er} comprennent :

1° le volume estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection, exprimé en MWh/an, susceptibles d'être imposées par le (ou les) gestionnaire(s) de réseau en vue de lever une congestion, tant dans des conditions normales du réseau qu'en cas de perte d'un élément du réseau ayant un effet critique sur le fonctionnement de celui-ci.

2°. Le seuil contractuel visé à l'article 22, §2 en-dessous duquel le volume d'énergie modulé n'est pas soumis à compensation financière.

3° Le cas échéant, le volume additionnel d'énergie non produite non soumis à compensation financière, en ce incluses les conditions de sa mise à disposition du gestionnaire de réseau conformément à l'article 22, §3.

Les conditions particulières d'accès sont déclinées en tenant compte de la configuration actuelle du réseau, et le cas échéant, d'une configuration future de réseau incluant :

- les investissements prévus dans les plans d'adaptation du réseau de distribution, de transport local et de transport ainsi que de tout autre moyen mis en œuvre pour rencontrer en tout ou partie la demande de raccordement, tant dans des conditions normales du réseau qu'en cas de perte d'un élément du réseau ayant un effet critique sur le fonctionnement de celui-ci.
- les investissements jugés pertinents par le gestionnaire de réseau ou économiquement justifiés à la suite d'une analyse coût-bénéfice établie conformément à la section 3.

Dans le cas des installations de stockage d'électricité, l'énergie non produite est assimilée à celle qui ne peut être déstockée suite aux limitations d'injection.

En cas de demande pour une augmentation de puissance de production, les conditions particulières d'accès sont déclinées de manière distincte pour la puissance historique et pour la demande d'augmentation de puissance.

Art. 5. Lorsque, pour des circonstances que le gestionnaire de réseau n'est pas en mesure de prévoir, une nouvelle capacité d'injection se libère, le gestionnaire de réseau la met à disposition des futurs demandeurs et en informe le marché par la mise à jour les informations visées à l'article 35.

Art. 6. En présence d'une situation où des limitations d'injection d'électricité verte sont attendues dans des conditions normales de réseau ou lorsque le volume estimé d'énergie verte non produite est supérieur au volume non raisonnable visé à l'article 22, § 3, le gestionnaire de réseau procède également dans l'étude préalable, conformément au chapitre 4, à l'examen du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau selon une méthodologie conforme au chapitre 4. L'étude préalable reprend alors l'ensemble des informations nécessaires à la réalisation de l'analyse coût-bénéfice.

Le projet de renforcement du réseau visé à l'alinéa 1^{er} vise à supprimer, ou le cas échéant à réduire, le volume d'énergie verte non produite dans la zone de réseau concernée.

Art. 7. §1^{er}. Dans les cas visés à l'article 6, le gestionnaire de réseau décrit et motive dans l'étude préalable les caractéristiques technico-économiques du projet de renforcement du réseau et de la situation de référence visée à l'article 33, en tenant compte de l'ensemble des installations de production ou de stockage susceptibles de contribuer à la formation de situation de congestion. Les caractéristiques techniques du projet de site de production d'électricité verte faisant l'objet de la demande de raccordement sont également décrites.

§2. La description et la motivation visées au paragraphe 1er comprend :

1° l'ensemble des éléments permettant de justifier l'adéquation du projet de renforcement du réseau, en comparaison avec les autres éventuelles solutions techniques envisageables, par rapport à la demande de raccordement du projet de site de production d'électricité verte ;

2° le cas échéant, une description des mesures étudiées en application de l'article 15, § 1er et § 2 du décret afin d'éviter la nécessité du renforcement du réseau pour satisfaire la demande de raccordement du projet de site de production d'électricité verte.

§3. Dans le cadre de son examen du caractère économiquement justifié du projet de renforcement du réseau, le gestionnaire de réseau peut, de manière motivée, s'écarter des valeurs par défaut telles que définies en application du présent arrêté.

§4. Le gestionnaire de réseau annexe à l'étude préalable les pièces justificatives permettant à la CWaPE de valider, dans le cadre de l'analyse coût-bénéfice visée à la section 3, les options techniques et les valeurs technico-économiques utilisées par le gestionnaire de réseau, notamment dans le cadre de l'établissement du terme spécifique au projet de renforcement du réseau à l'étude visé à l'article 30.

Art. 8. Lorsque le projet de renforcement du réseau concerne plusieurs gestionnaires de réseaux, le gestionnaire du réseau auquel le raccordement est effectué se concerta avec les autres gestionnaires de réseau concernés, notamment dans le cadre de la définition des valeurs et paramètres liés au projet de renforcement et à la situation de référence visée à l'article 33.

Art. 9. Après concertation avec les gestionnaires de réseaux et consultation des producteurs, la CWaPE peut établir un modèle destiné à l'analyse du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau, et le cas échéant, un modèle de synthèse d'étude préalable à communiquer au demandeur dans les cas visés à l'article 6.

Art. 10. § 1er. Dans les cas visés à l'article 6, le gestionnaire de réseau communique, par envoi électronique et dans un délai de trente jours après réception de la demande de raccordement, l'étude préalable et son annexe à la CWaPE. Ce délai peut être prolongé de quinze jours si plusieurs gestionnaires de réseau sont concernés par le projet de renforcement du réseau.

§ 2. Dans le même délai que celui visé au paragraphe 1er, le gestionnaire de réseau communique au demandeur, par envoi électronique, une synthèse de l'étude préalable.

Section 3 : Analyse coût-bénéfice

Art. 11. A la suite de la réception de l'étude préalable et de son annexe, la CWaPE examine le caractère complet du dossier et réclame, le cas échéant, au gestionnaire de réseau tout élément additionnel nécessaire à la réalisation de l'analyse coût-bénéfice. Le cas échéant, elle peut, sur base motivée, demander au gestionnaire de réseau de compléter l'étude préalable en tenant compte d'hypothèses différentes de celles visées dans l'étude préalable initiale. Elle fixe un délai raisonnable endéans lequel le gestionnaire de réseau complète son étude préalable ne pouvant dépasser trente jours à compter de la date d'envoi de la demande de complément. .

Art.12. §1^{er}. Une fois le caractère complet du dossier établi, la CWaPE procède à l'analyse coût-bénéfice du projet de renforcement du réseau. Cette analyse coût-bénéfice a pour objet de déterminer, selon une méthodologie conforme au chapitre 4, si le projet de renforcement du réseau à l'étude est économiquement justifié ou non.

§2. Dans le cadre de la réalisation de l'analyse coût-bénéfice visée au paragraphe 1er, la CWaPE peut, sur base motivée, s'écarter des valeurs utilisées par le gestionnaire de réseau ou des valeurs par défaut telles que définies en application du présent arrêté.

Art.13. Dans un délai de quarante-cinq jours à compter de l'avis actant le caractère complet du dossier, la CWaPE communique sa décision concernant le caractère économiquement justifié du projet de renforcement du réseau au gestionnaire de réseau et au demandeur.

Art.14. Le délai de réalisation des investissements qui ont été jugés économiquement justifiés à la suite d'une analyse coût-bénéfice est plafonné à cinq ans à compter de la date de commande des travaux. Ce délai pourra être prolongé par une décision motivée de la CWaPE lorsque le retard dans l'adaptation du réseau est dû à des circonstances que le gestionnaire de réseau ne maîtrise pas.

La CWaPE peut établir, en concertation avec les gestionnaires de réseaux, une liste reprenant, par type d'investissement de renforcement du réseau, un délai maximum pour la réalisation de ces travaux.

Section 4. Les installations de production et de stockage de plus de 250 kVA raccordées au réseau moyenne et haute tension

Sous-section 1 : Raccordement avec accès flexible

Art.15. Toute nouvelle installation de production et de stockage d'électricité de plus de 250 kVA raccordée au réseau moyenne et haute tension est connectée au moyen d'un raccordement avec accès flexible.

Sous-section 2 : Obligation pour le producteur de pouvoir moduler sa production sur ordre du gestionnaire de réseau

Art.16. §1er. Les nouvelles installations de production et de stockage d'électricité d'une puissance supérieure à 250 kVA sont munies d'une interface de communication permettant de recevoir les consignes de limitation de l'injection émanant du gestionnaire de réseau. L'utilisateur traduit ces consignes en un ordre de pilotage de ses installations et répond aux consignes dans les délais requis. Le gestionnaire de réseau peut refuser l'accès d'une installation d'une puissance supérieure à 250 kVA pour laquelle l'utilisateur du réseau ne respecte pas les obligations du présent paragraphe.

§ 2. Le gestionnaire de réseau fournit à l'utilisateur de réseau l'interface de communication visée au paragraphe 1er et définit le format des consignes appliquées.

§ 3. L'exigence d'un dispositif de contrôle commande visée au § 1^{er} vaut également pour toute augmentation de puissance supérieure à 250 kVA. Dans ce cas, le dispositif de contrôle commande porte sur l'entièreté de la puissance cumulée de production et de stockage.

L'application de ce seuil concerne toutes les demandes introduites pour le même raccordement depuis trois ans.

Sous-section 3 : Aspects contractuels relatifs au raccordement sur le réseau moyenne et haute tension des installations de production et de stockage d'électricité

Art.17. § 1^{er}. Le gestionnaire du réseau propose des contrats de raccordement avec accès flexible pour les nouvelles installations de production et de stockage d'une puissance supérieure à 250 kVA.

§ 2. Conformément à l'article 26, §2bis, du décret, chaque contrat de raccordement avec accès flexible précise :

1° la capacité d'injection permanente et/ou flexible et, le cas échéant, de prélèvement ;

2° Sur base de l'étude préalable et, le cas échéant, de l'analyse coût-bénéfice visée à la section 3, les conditions particulières d'accès au réseau visées à l'article 3, §2.

3° les modalités de réduction ou d'interruption de l'injection tenant compte, notamment, de la plage de fonctionnement du site de production telle que communiquée par le producteur ;

4° le cas échéant, les délais dans lesquels le gestionnaire de réseau s'engage à réaliser les travaux de renforcement du réseau jugés économiquement justifiés conformément à l'article 7

5° les modalités d'octroi de la compensation pour les pertes de revenus subies suite à la réduction ou l'interruption de l'injection, en ce compris les certificats verts ou tout autre régime de soutien à la production ;

6° les modalités d'estimation du volume d'énergie modulée en cas de limitation de l'accès imposé par le gestionnaire de réseau ;

7° les prévisions indicatives basées sur des données historiques et statistiques en matière de risques d'apparition d'une situation pouvant provoquer la réduction ou l'interruption de l'injection ;

8° les modalités de communication des entretiens programmés pour les éléments du réseau dont la disponibilité est critique pour garantir la capacité d'injection demandée par le producteur.

Sous-section 4 : Limitation d'injection des installations de production et de stockage d'électricité en vue de lever le risque de dépassement de la limite de sécurité opérationnelle du réseau

Art.18. Une installation de production ou de stockage d'électricité peut, sur ordre du gestionnaire de réseau, faire l'objet d'une réduction ou d'une interruption d'injection en cas de risque de dépassement de la limite de sécurité opérationnelle du réseau.

Les réductions ou interruption d'injection sont dûment motivées au producteur et reposent sur des critères objectifs techniquement et économiquement fondés.

Art. 19. § 1^{er}. Si le gestionnaire de réseau de distribution limite l'injection de plusieurs installations de production ou de stockage pour maintenir l'exploitation du réseau dans les limites de sécurité opérationnelle, la répartition du volume des limitations d'injection sur les installations équipées d'une interface de communication conformément aux paragraphes 1er, 2 et 3 suit les règles suivantes :

1° le volume est d'abord assigné aux nouvelles installations de stockage d'électricité non verte, selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ;

2° si le volume nécessaire n'est pas atteint, il est assigné aux nouvelles installations de stockage d'électricité verte, selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ;

3° si le volume nécessaire n'est pas atteint, il est assigné aux nouvelles installations de production d'électricité non verte, selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ;

4° si le volume nécessaire n'est toujours pas atteint, il est assigné

- a) sur les nouvelles installations de stockage d'électricité verte selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti », ensuite ;
- b) Sur les nouvelles installations de cogénération de qualité selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ;
- c) Sur les autres nouvelles installations de production d'électricité verte selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti ».

5° si le volume nécessaire n'est pas atteint, il est assigné aux installations historiques de production dans l'ordre de priorité suivant :

- a) sur les installations historiques de production d'électricité non verte disposant d'une capacité d'injection permanente selon un ordre qui respecte les dispositions du contrat de raccordement ou, selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ;
- b) sur les installations historiques de production d'électricité verte disposant d'une capacité d'injection permanente selon un ordre qui respecte les dispositions du contrat de raccordement ou, à défaut, selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti ».

L'ordre d'arrivée est établi sur base de la date de réservation de capacité acquise conformément aux règlements techniques et se décline par filière de production.

En cas d'augmentation de puissance pour une filière, la date la plus récente est prise en compte pour l'ensemble de la filière.

Le gestionnaire de réseau de distribution peut déroger à la règle « dernier arrivé, premier sorti » prévue pour les catégories 1° à 5° pour autant que cette dérogation permette de respecter un critère d'optimisation économique basé sur une minimisation des compensations financières visées à la sous-section 5».

§ 2. Si le gestionnaire de réseau de transport local envoie des consignes de limitation d'injection pour maintenir l'exploitation du réseau dans les limites de sécurité opérationnelle, il observe prioritairement une règle de minimisation du volume d'énergie non produite avant, le cas échéant, d'appliquer les règles de priorité visées au §1^{er}.

§3. Les consignes servant au pilotage sont différenciées par type de source d'énergie primaire de production.

§4. Les consignes de limitation d'injection ne peuvent porter sur une puissance supérieure à la capacité d'injection des installations de production et de stockage.

Art.20. § 1^{er}. Le gestionnaire de réseau prend toutes les mesures utiles et proportionnées en vue de limiter l'impact sur les producteurs d'actions prises pour garantir la sécurité opérationnelle du réseau.

§ 2. En ce qui concerne les interventions programmées, le gestionnaire de réseau doit pouvoir démontrer les moyens mis en œuvre pour minimiser tant la fréquence que la durée des réductions d'injection nécessaires afin de garantir la sécurité opérationnelle du réseau, notamment en favorisant la simultanéité des entretiens effectués par le gestionnaire de réseau et le producteur.

Art.21. En cas de non-respect de la consigne par l'utilisateur du réseau dans les délais imposés et de risque de dépassement de la limite de sécurité opérationnelle du réseau, le gestionnaire de réseau peut interrompre la production qui ne respecte pas ladite consigne, sans compensation financière des pertes de revenus du producteur.

Sous-section 5 : Régime de compensation financière pour les pertes de revenus dues aux limitations d'injection

Sous-sous section 1 : Principe général

Art.22. § 1^{er}. En cas de limitations d'injection d'électricité verte imposées par le gestionnaire de réseau en vue de lever le risque de dépassement des limites de sécurité opérationnelle du réseau, le producteur est dédommagé pour les pertes de revenus dues aux limitations d'injection soumises à compensation financière.

§2. Les pertes de revenus dues aux réductions ou interruptions d'injection d'électricité verte font l'objet d'une compensation financière dès lors que le volume d'énergie modulée excède le seuil contractuel visé à l'alinéa 2.

Le seuil contractuel en-dessous duquel le volume d'énergie modulée n'est pas soumis à compensation financière correspond au volume, estimé en MWh par an au stade de l'étude préalable ou le cas échéant de l'analyse coût-bénéfice, du volume d'énergie non produite en vue de lever une situation de congestion tant dans des conditions normales du réseau qu'en cas de perte d'un élément du réseau ayant un effet critique sur le fonctionnement de celui-ci. Ce seuil contractuel est plafonné à cinq pourcents du volume annuel de production attendu de l'installation de production.

§3. Lorsque le volume estimé d'énergie non produite est supérieur à un volume non raisonnable, le gestionnaire de réseau peut disposer d'un volume additionnel d'énergie non produite qui n'est pas soumis à compensation financière-

Le volume additionnel d'énergie non produite non soumis à compensation financière correspond à la différence positive entre le volume d'énergie non produite estimé au stade de l'étude préalable, ou le cas échéant de l'analyse coût-bénéfice, et le volume d'énergie non produite non raisonnable, correspondant à quinze pourcents du volume de production attendu de l'installation de production.

Le gestionnaire de réseau bénéficie de ce volume additionnel une fois que le volume d'énergie modulée excède le volume d'énergie non produite non raisonnable.

§4. Lorsque le volume estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection qui n'est pas soumis à compensation financière résulte de la prise en compte d'éléments du réseau appartenant à plusieurs gestionnaires de réseau, il est réparti entre les gestionnaires de réseau concernés en fonction de l'infrastructure à l'origine de la limitation d'injection attendue.

§5. Les installations de stockage raccordées au réseau de distribution moyenne et haute tension ou de transport local et mises en service à une date postérieure à la date d'entrée en vigueur de la présente disposition sont assimilées à des installations de production d'électricité non verte, à moins qu'elles ne concernent un site de production d'électricité verte qui ne peut pas prélever de l'énergie sur le réseau.

Art. 23. La compensation financière est attribuée au producteur sur base mensuelle pour les sites d'une puissance maximale d'injection strictement supérieure à 250 kVA, et sur base annuelle pour les sites de production d'une puissance maximale d'injection inférieure ou égale à 250 kVA. L'ensemble des activations d'une année donnée devra être compensé, sous réserve de la vérification des conditions d'octroi de cette compensation, dans les 3 mois suivant la fin de l'année considérée.

Art.24. La compensation financière des pertes de revenus du producteur est due par le gestionnaire de réseau de distribution ou le gestionnaire de réseau de transport local en fonction de l'infrastructure à l'origine de la limitation d'injection.

Art.25. Lorsque l'injection sur un point d'accès a été interrompue ou limitée par le gestionnaire de réseau, le gestionnaire de réseau ayant émis la consigne informe également le gestionnaire de réseau de transport des volumes d'énergie non injectée. Le gestionnaire de réseau de transport informe sans délais le responsable d'équilibre des volumes activés, de manière agrégée pour l'ensemble de son portefeuille. Le gestionnaire de réseau sur lequel le producteur est raccordé, communique cette information également au détenteur d'accès qui reçoit cette information par point d'accès concerné par la contrainte.

Sous-sous section 2 : Estimation du volume d'énergie modulée

Art. 26. Le gestionnaire du réseau auquel l'installation de production est raccordée est responsable de l'estimation des volumes d'énergie modulée qui n'ont pas pu être produits à la suite de consignes de réduction ou d'interruption de la production en vue de lever une congestion.

Art.27. §1^{er}. Le volume d'énergie modulée est calculé pour chaque période élémentaire, exprimée en quart d'heure, constituant la durée d'application de l'ordre d'interruption ou de limitation. Son estimation tient compte des points de fonctionnement disponible respectant la consigne.

§ 2. Pour les filières dites intermittentes, dont l'éolien et le photovoltaïque, l'estimation se base sur l'utilisation d'un profil de référence alimenté par les données de mesures des sites de production similaires situées en Région wallonne. Les caractéristiques individuelles du site de production sont prises en compte par l'utilisation d'un facteur de qualité, défini comme le rapport entre d'une part, la puissance fournie par un site de production durant une période donnée et, d'autre part, le produit de sa puissance électrique nette développable et du profil de référence des sites de production du même type sur cette même période. Le facteur de qualité est défini par site de production et est mis à jour annuellement. A défaut de données historiques, le facteur de qualité d'un site de production est supposé égal à un.

§ 3. Pour les filières dont le niveau de production peut raisonnablement être qualifié de prévisible ou de contrôlable, l'estimation peut se baser sur les données de nomination lorsqu'elles sont disponibles ou sur les prévisions fournies par le producteur ou encore sur les données mesurées immédiatement antérieures et postérieures à l'activation.

§ 4. Par dérogation aux paragraphes 1^{er} à 3, après accord entre le producteur et le gestionnaire du réseau de distribution auquel il est raccordé, et approbation de la CWaPE, une méthode alternative d'estimation des volumes d'énergie modulée peut être utilisée.

Sous-sous section 3 : Valorisation des volumes soumis à compensation financière

Art. 28. §1er. La compensation financière vise tant l'électricité qui n'a pas pu être produite que les certificats verts ou autre mode de soutien à la production qui n'ont pas pu être attribués au producteur. La compensation financière est déterminée en appliquant au volume d'énergie à compenser un prix de référence reflétant la perte de revenus imposée au producteur et tenant compte du modèle de soutien. Les coûts évités d'injection sur le réseau sont déduits de ce prix de référence.

Les pertes de revenu associées aux limitations d'injection des installations de stockage sont réputées nulles.

§2. La compensation financière se compose de trois parties : une composante A qui vise à compenser la valeur de l'électricité qui n'a pas pu être produite, une composante B qui vise à compenser les certificats verts ou tout autre mode de soutien qui n'ont pas pu être attribués au producteur, et une composante C qui vise à prendre en compte, en déduction des autres composantes, les éventuels coûts évités par le producteur.

La composante A est déterminée sur la base d'une formule de référence tenant compte de la valeur de l'électricité qui n'a pas pu être produite.

La composante B est déterminée sur la base d'une formule de référence tenant compte du modèle de soutien.

La composante C est déterminée sur base d'une formule de référence tenant compte des coûts évités engendrés par la réduction d'injection sur le réseau. Les formules de référence utilisées pour calculer les composantes A, B et C sont arrêtées par la CWaPE, après consultation de l'administration, des producteurs et des gestionnaires de réseau, et sont publiées sur son site internet.

Section 5. Les installations de production et de stockage d'une puissance supérieure à 56 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA raccordées sur le réseau moyenne et haute tension

Art. 29. Lorsque, à la suite d'une demande de raccordement sur le réseau moyenne et haute tension pour un site de production ou de stockage d'une puissance supérieure à 56 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA, l'étude préalable met en évidence le risque d'apparition de congestions nécessitant, pour mettre à disposition la capacité totale demandée, de procéder à des limitations d'injection. Ces installations peuvent bénéficier du régime visé à la section 4 pour autant qu'elles soient mises en service à une date postérieure à la date d'entrée en vigueur de la présente disposition et que l'utilisateur du réseau soit capable de réduire son injection en cas de congestion. Dans le cas contraire, le gestionnaire de réseau peut demander des garanties pour que l'injection reste en tout temps inférieure au seuil risquant d'engendrer la congestion.

Chapitre 4 : Modalités de calcul pour l'examen du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau

Section 1^{re}. Dispositions transversales relatives aux modalités de calcul

Art. 30. § 1er. L'analyse technico-économique menée dans le cadre de l'étude préalable et de l'analyse coût-bénéfice est établie sur la base d'une comparaison entre :

1° d'une part, un terme spécifique au projet de renforcement du réseau à l'étude composé d'un numérateur reflétant le coût du projet de renforcement du réseau de distribution ou de transport local et d'un dénominateur reflétant la production d'électricité verte supplémentaire attendue du fait de la réalisation du projet de renforcement du réseau et ;

2° d'autre part, un terme de référence reflétant le coût d'investissement unitaire maximum de référence.

§ 2. Le projet de renforcement du réseau est jugé économiquement justifié lorsque le terme spécifique au projet de renforcement du réseau à l'étude est inférieur ou égal au terme de référence.

§ 3. Après concertation avec les gestionnaires de réseau et les producteurs et après consultation de l'Administration, la CWaPE établit une valeur de référence pour le coût d'investissement unitaire maximum de référence visé au paragraphe 1er.

Section 2. Détermination du numérateur

Art. 31. §1er. Le numérateur visé à l'article 30, §1^{er}, reprend la différence entre, d'une part, les coûts associés au projet de renforcement du réseau de distribution ou de transport local visant à satisfaire au mieux la demande de raccordement et, d'autre part, ceux associés à une situation de référence.

§ 2. Les coûts visés au paragraphe 1er sont constitués des coûts d'investissement portant sur le ou les tronçons du réseau concernés par le projet de renforcement du réseau. Les interventions de tiers, en cas de mise en œuvre des travaux de renforcement du réseau, sont déduites des coûts d'investissement.

§ 3. Les coûts visés au paragraphe 1er sont établis en tenant compte de :

1° l'utilisation attendue du ou des investissements réseau concernés au terme de la durée de vie économique des sites de production d'électricité verte concernés par le projet de renforcement du réseau;

2° l'utilisation attendue du ou des investissements réseau concernés au-delà de la puissance des sites de production d'électricité verte concernés par le projet de renforcement du réseau.

La CWaPE peut établir des valeurs par défaut pour les paramètres intervenant dans l'établissement des coûts conformément à l'alinéa 1er.

Section 3. Détermination du dénominateur

Art. 32. § 1er. Le dénominateur visé à l'article 30, §1^{er}, est établi, en tenant compte de l'ensemble des sites de production d'électricité verte impacté par le projet de renforcement du réseau :

- sur base de la différence entre d'une part, la production d'énergie attendue en cas de réalisation du projet de renforcement du réseau, et d'autre part, la production d'énergie estimée en situation de référence ;
- Lorsque le volume estimé d'énergie non produite est supérieur au volume d'énergie non produite jugé non raisonnable, sur base de la production totale d'énergie estimée en l'absence de limitations d'injection.

§ 2. L'estimation visée au paragraphe 1er tient compte de la durée de vie économique des sites de production d'électricité verte existants ou en projet concernés par le projet de renforcement du réseau et de leurs profils de production.

§ 3. L'estimation de l'énergie non produite tient compte des prévisions en matière de risque d'apparition d'une situation pouvant provoquer la réduction ou l'interruption de l'injection.

§4. La CWaPE peut établir des valeurs par défaut pour la durée de vie économique et le profil de production par filière de production d'électricité verte. Ces valeurs par défaut peuvent être variables en fonction des filières de production d'électricité verte.

Section 4. La situation de référence

Art. 33. § 1er. Par défaut, la situation de référence visée aux articles 31, §1^{er} et 32, §1^{er} est celle définie par le dernier plan d'adaptation du réseau approuvé par la CWaPE, le cas échéant adaptée en vue de tenir compte des projets de renforcement du réseau ayant préalablement été, au terme d'une analyse coût-bénéfice appliquée conformément aux sections 4 et 5, qualifiés d'économiquement justifiés, et des capacités de prélèvement ou d'injection déjà contractualisées mais pas encore en service.

Toute dérogation à l'alinéa 1er doit être motivée auprès de la CWaPE et validée par celle-ci.

§ 2. Sur une base motivée, la situation de référence prise en compte dans l'étude préalable ou dans l'analyse coût-bénéfice peut s'écarter de celle visée au paragraphe 1er.

Chapitre 5. Obligations de rapportage et de publication

Art. 34. § 1er. Les interruptions et réductions d'injection effectuées sur ordre du gestionnaire du réseau font l'objet d'un rapportage à la CWaPE, notamment en termes de volume d'énergie modulée, d'énergie donnant droit à une compensation des pertes financières, de niveau de puissance, de moment d'activation et de durée.

§ 2. Le raccordement des installations de production décentralisées sur le réseau de distribution, est l'objet d'un rapportage à la CWaPE par le gestionnaire du réseau.

§3. Les gestionnaires de réseau de transport local et les gestionnaires de réseau de distribution concernés font également rapport à la CWaPE 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 les installations de production d'électricité verte, y compris les investissements dans la numérisation de l'infrastructure de réseau et dans les services qui augmentent la flexibilité.

§ 4. Après concertation avec les gestionnaires de réseau, la CWaPE fixe la portée, la fréquence et les modalités pratiques des rapportages visés aux paragraphes 1^{er} à 3.

Art. 35. Chaque gestionnaire de réseau publie sur son site internet la capacité d'injection disponible et future sur son réseau, calculée suivant la méthodologie établie conformément à l'article 3 §2, pour chaque ensemble de charges et de sites de production qui est considéré pour la planification du réseau et notamment pour le dimensionnement de la transformation vers la moyenne tension.

Chapitre 6. Indemnisation pour les limitations d'injection des installations de production et de stockage d'électricité verte raccordées en basse tension

Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité

Art.25sexies/1. Sur proposition de la CWaPE, concertée avec les gestionnaires de réseau et les acteurs concernés, le Gouvernement peut mettre en place un régime d'indemnisation pour les limitations d'injection des installations de production et de stockage d'électricité verte raccordées en basse tension. Ce régime d'indemnisation peut prévoir des dérogations pour les limitations d'injection de courte durée.

Chapitre 7. Dispositions transitoires et finales

Art. 36. § 1^{er}. Dans les six mois de l'entrée en vigueur du présent arrêté et après concertation avec les gestionnaires de réseau et les producteurs, et après consultation de l'Administration, la CWaPE publie la méthodologie permettant d'appliquer les modalités de calcul visées au chapitre 4.

§ 2. Dans les six mois de l'entrée en vigueur du présent arrêté et après concertation avec les gestionnaires de réseau et les producteurs, et après consultation de l'Administration, la CWaPE publie les valeurs de référence visées au chapitre 4.

Art. 37. §1^{er}. Dans les douze mois de l'entrée en vigueur du présent arrêté, les gestionnaires de réseau proposent pour approbation à la CWaPE une méthode d'estimation des conditions particulières d'accès au réseau conforme à l'article 4.

§ 2. Les gestionnaires de réseau proposent pour approbation à la CWaPE une méthode d'estimation des volumes d'énergie modulée conforme à l'article 27, et qui aura préalablement été soumise pour avis aux producteurs. Cette méthode est basée sur des données auditables, et est adaptée à la filière de production considérée, à sa classe de puissance et tient compte du caractère raisonnablement prévisible ou non de la source d'énergie primaire. Après approbation par la CWaPE, cette méthode d'estimation des volumes d'énergie modulée est publiée sur le site internet des différents gestionnaires de réseau.

§ 3. Les gestionnaires de réseau définissent et soumettent à l'approbation de la CWaPE la procédure visant à compenser les pertes de revenus du producteur au moyen de simples transactions financières. Cette procédure tient compte du type de comptage du producteur, de la présence ou non d'un dispositif de contrôle-commande ainsi que de la période d'application du régime de soutien à la production d'électricité verte sur base des données transmises par le producteur d'électricité verte.

Art. 38. Les contrats de raccordement flexible des installations de production et de stockage signés par les parties contractantes sont notifiés à la CWaPE selon une périodicité définie par celle-ci.

Art. 39. Pour les installations historiques de production d'électricité sans accès flexible, la capacité d'injection permanente est au moins égale à la capacité d'injection initialement mentionnée dans le contrat de raccordement. Les installations historiques de production d'électricité disposant d'un contrat de raccordement dénommé « classique avec accès flexible en N-1 » sont assimilées dans le cadre du présent arrêté à des nouvelles installations de production d'électricité et leurs contrats de raccordement doivent être actualisés en vue de tenir compte des dispositions du présent arrêté. Dans ce cas, la capacité d'injection permanente est évaluée uniquement sur base du réseau existant.

Art. 40. Les contrats de raccordement des nouvelles installations de productions signés avant l'entrée en vigueur du présent arrêté sont adaptés pour être conforme aux dispositions du présent arrêté. Le volume estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection, tel que mentionné à l'article 4, §2, du présent arrêté, correspondant à une capacité d'injection permanente est réputé nul. Ce volume d'énergie non produite, lorsqu'il correspond à une capacité d'injection flexible, est celui qui a été estimé au stade de l'étude préalable ou, le cas échéant, de l'analyse coût-bénéfice menées préalablement à la conclusion du contrat.

Art.41. Le ministre qui a l'Energie dans ses attributions est chargé de l'exécution du présent arrêté.