



Rapport de consultation du marché relatif à la consultation publique de la note de conception sur le transfert d'énergie et la Document Release 3

1. Contexte de la consultation

Du 20 janvier au 28 février 2025, Synergrid a organisé une consultation publique de la note de conception sur le transfert d'énergie (*Transfer of Energy* ou ToE) au nom et pour le compte des GRT et GRD belges. Cette consultation de la note de conception sur le ToE a été suivie de la consultation publique des documents sur la flexibilité (Document Release 3) qui s'est déroulée du 16 mai 2025 au 27 juin 2025. Comme ces deux consultations portaient sur le thème général des changements à apporter au cadre du transfert d'énergie existant et leur mise en œuvre, ce rapport de consultation du marché fournira un aperçu consolidé des commentaires des différents acteurs du marché, regroupés par thème abordé dans les réactions des acteurs du marché, ainsi que la réponse des gestionnaires de réseau aux remarques reçues. En outre, Elia a organisé une consultation publique sur les règles relatives au ToE du 18 juin au 15 août 2025.

La note de conception sur le ToE a été rédigée dans un contexte de besoin croissant de flexibilité, en grande partie en raison de l'augmentation de l'électrification des usages et de l'intégration de plus en plus poussée de sources d'énergie intermittentes. La note de conception vise spécifiquement à faciliter la flexibilité explicite à des fins d'équilibrage, en établissant un cadre permettant aux utilisateurs du réseau de valoriser leur flexibilité.

Comme les acteurs du marché l'ont indiqué par le passé, un tel cadre devrait apporter une réponse à deux problèmes : le problème du manque à gagner pour le fournisseur actif sur un point d'accès fournissant une flexibilité explicite, et le problème de déséquilibre pour le responsable d'équilibre (*Balance Responsible Party* ou BRP) associé à ce fournisseur. Le cadre proposé pour le ToE vise à résoudre ces problèmes par le biais, d'une part d'une compensation financière et, d'autre part d'une correction du périmètre. Bien que de plus amples détails sur ce cadre, ainsi que de plus amples informations sur les étapes de déploiement proposées, sont donnés dans la note de conception sur le ToE, il est pertinent, dans le contexte de ce rapport de consultation du marché et pour faciliter la compréhension de certaines des remarques des acteurs du marché, de souligner que deux modèles de ToE ont été proposés : le *Corrected Model* ou CM, où la compensation financière interviendrait entre les utilisateurs individuels du réseau et leur fournisseur, et le *Central Settlement Model* ou CSM, où la compensation financière intervient à un niveau agrégé, entre les fournisseurs et les FSP (*Flexibility Service Providers*, prestataires de services de flexibilité).

Les documents sur la flexibilité (Document Release 3) englobent les modifications apportées au Guide du marché de la flexibilité, les prescriptions de Synergrid C8/01, C8/05, C8/06 et C8/07, et le contrat FSP-GRD, dans le but d'entreprendre les premières étapes d'implémentation conformément au calendrier établi dans la note de conception sur le ToE. Plus précisément, le champ d'application du Document Release 3 comprenait le déploiement du Central Settlement Model (CSM) pour le produit mFRR sur le réseau de distribution et pour le produit aFRR à tous les niveaux de tension, le déploiement du Corrected Model pour le produit mFRR sur le réseau de transmission et le réseau de transport local, l'ouverture du produit mFRR aux clients basse tension (BT) (compteur de tête uniquement), la rationalisation des processus FCR, les changements dans la procédure d'onboarding pour le CRM BT et les changements dans les clauses de responsabilité dans le contrat FSP-GRD.

L'objectif de la consultation de la note de conception était pour le GRT et les GRD de recueillir les retours des acteurs du marché sur le cadre proposé et les étapes de déploiement, afin que le cadre proposé puisse être affiné. Neuf acteurs du marché ont réagi à la note de conception sur le ToE : Bnewable, Centrica, European Commodities, FEBEG, Febeliec, Energy Pool, Flexcity,

LIFEPOWR et un acteur qui a indiqué qu'il souhaitait rester anonyme. La consultation publique du Document Release 3 a permis de recueillir les réponses de 5 acteurs du marché : Bnewable, Centrica, Energy Pool, FEBEG et Febeliec. Certains acteurs ont également demandé à ce que (certaines parties de) leur réaction reste(nt) confidentielle(s) ; ces remarques confidentielles ne sont donc pas incluses dans le présent rapport de consultation du marché. Un aperçu détaillé de toutes les réactions reçues lors de la consultation des documents réglementés relevant du champ d'application du Document Release 3, y compris la réponse des gestionnaires de réseau à chaque commentaire, est disponible sur le site web de Synergrid. Synergrid remercie l'ensemble des répondants pour leurs retours. .

La deuxième section examine les remarques générales figurant dans les réactions des répondants. Elle est suivie d'une section qui reflète les remarques plus détaillées ou plus spécifiques. Ces commentaires sont répartis en deux groupes : les commentaires reçus uniquement dans le cadre de la consultation du projet de note de conception sur le ToE et ceux reçus dans le cadre de la consultation du Document Release 3. Une quatrième section regroupe les commentaires qui ne relèvent pas du champ d'application du Document Release 3, parce qu'ils sont liés à d'autres sujets ou parce qu'ils abordent des questions qui dépassent les compétences des membres de Synergrid. La cinquième section décrit l'impact des réactions reçues lors de la consultation de la note de conception ToE sur le *scope* et les changements proposés du Document Release 3. La dernière section de ce rapport de consultation du marché donne une vue d'ensemble des changements apportés aux documents consultés à la suite des commentaires reçus. En outre, ce rapport de consultation du marché comporte trois annexes : l'annexe 1 contient un aperçu détaillé des commentaires reçus lors de la consultation publique du Document Release 3 ainsi que la réponse des GR à chacun de ces commentaires ; l'annexe 2 contient les réactions reçues sur le Document Release 3 telles qu'elles ont été soumises ; et l'annexe 3 contient les réactions non confidentielles reçues lors de la consultation du projet de note de conception sur le ToE.

Comme mentionné lors des réunions avec les parties prenantes au sujet des deux consultations, Synergrid souhaite une fois de plus rappeler que la décision finale sur les modalités du cadre du ToE appartient aux régulateurs compétents, et que cette proposition de conception n'est rien d'autre qu'une proposition de conception.

2. Remarques générales

Synergrid se réjouit que tous les répondants s'accordent à dire que l'affinement d'un cadre de ToE qui fonctionne bien est crucial pour la croissance d'un marché de flexibilité sain, et qu'un tel marché sera nécessaire pour soutenir la transition énergétique. Synergrid note également que tous les acteurs du marché qui ont répondu soulignent qu'il est urgent de modifier et d'élargir le cadre du ToE.

2.1. CSM ou CM comme modèle par défaut

Un point de discussion qui revient dans presque toutes les réactions est le choix entre le CSM et le CM comme modèle standard. Parmi les répondants, Bnewable, Centrica, European Commodities, FEBEG, Energy Pool et LIFEPOWR plaident tous dans leurs réactions pour l'établissement du CM comme modèle standard. Les arguments avancés sont similaires dans la majorité des cas : les répondants estiment que le CM est beaucoup plus simple à implémenter et qu'il est également plus facile à comprendre pour l'utilisateur final ; ils pensent dès lors que le

CM serait plus facile à appliquer. Ces fournisseurs et FSP notent également que l'avantage du CM est qu'il ne nécessite pas d'accord bilatéral ou d'échange de données entre les différentes parties. Bnewable soutient également que le CM doit être disponible dès que possible pour la moyenne tension, car il estime que ce modèle est parfaitement adapté aux particularités du marché de la flexibilité au niveau de la moyenne tension.

Les points de vue de ces acteurs du marché divergent en ce qui concerne les inconvénients identifiés du CSM : alors que la FEBEG note que la période de négociation actuelle de 4 mois devrait être maintenue, car le FSP et le fournisseur ont besoin de temps pour parvenir à un accord, et que la FEBEG remet également en question la légalité du prix de la CREG, sur la base de la réglementation de l'UE relative aux marchés libres, Energy Pool estime que la période de négociation obligatoire avant l'application du tarif régulé de la CREG n'est pas conforme à la législation de l'UE, en référence à l'article 17 de la directive 2019/944, et d'autres FSP ont clairement indiqué dans leurs réactions que la période de négociation actuelle est trop longue. Toutefois, après un examen juridique indépendant, les règles actuellement applicables ont été jugées conformes à la législation de l'UE.

Un autre point commun est que la plupart des acteurs estiment que la formule de fixation des prix utilisée pour établir les tarifs de la CREG nécessite des adaptations, car Energy Pool et Bnewable estiment que la formule actuelle favorise injustement certains fournisseurs et permet donc à des tiers de récolter les bénéfices d'activations de la flexibilité dans lesquelles ils ne jouent aucun rôle. La FEBEG remarque que la formule de fixation des prix actuelle n'est pas adaptée, car elle ne reflète pas de manière réaliste les coûts d'approvisionnement et vise principalement à refléter les coûts d'approvisionnement pour les grands consommateurs industriels ; elle ne peut donc pas être utilisée si le modèle CSM et le tarif régulé s'appliquent à de grandes quantités de points de flexibilité résidentiels.

Alors que la plupart des répondants privilégient le modèle CM comme modèle standard, comme indiqué ci-dessus, la FEBEG est la seule à préconiser dans ses commentaires de ne pas maintenir le modèle CSM ; elle indique qu'il peut être abandonné une fois le CM en place.

Febeliec est le seul répondant à indiquer que le CSM et le CM ont tous deux leur utilité. Plus précisément, elle affirme que l'un des principaux avantages du CSM est qu'il garantit l'anonymat aux consommateurs qui le souhaitent, étant donné que la compensation se fait sur une base agrégée.

Toutes les parties qui ont répondu disent également qu'il est important que le CM soit déployé à tous les niveaux de tension, mais que la priorité doit être donnée au déploiement sur les segments HT et MT, afin de débloquer au maximum la flexibilité.

Les gestionnaires de réseau apprécient les explications claires du raisonnement de tous les acteurs du marché qui ont répondu et les arguments présentés par les différents acteurs du marché en faveur du CM. Toutefois, ils souhaitent faire remarquer que la réaction de Febeliec indique clairement qu'il existe au moins chez une partie des consommateurs une demande claire d'utilisation du CSM. En outre, le CSM peut être déployé beaucoup plus rapidement à tous les niveaux de tension que le CM, étant donné que le modèle CM nécessitera également des efforts de mise en œuvre du côté des fournisseurs pour tenir compte de l'impact sur le flux de facturation. Par ailleurs, les membres de Synergrid aimeraient souligner que l'étude VITO¹ sur le

¹ [Étude sur le besoin de mécanismes de correction pour l'agrégation indépendante des points finaux du GRD](#)

ToE mentionne que le modèle CM expose les consommateurs finaux à une complexité et à un risque financier accru.

Compte tenu de tous ces éléments, les GR restent convaincus que la meilleure solution consiste à mettre le CSM à disposition le plus rapidement possible à tous les niveaux de tension. Toutefois, au vu des demandes des acteurs du marché pour le CM, une analyse préalable à la mise en œuvre de la manière dont le CM pourrait fonctionner et être déployé pour la basse et la moyenne tension a été avancée dans le calendrier, et un document de référence sur ce sujet est attendu pour la fin de l'année. De plus, les GR estiment qu'il est utile d'attendre l'évaluation des premières expériences avec le CM sur la HT avant de commencer le déploiement de ce modèle sur la BT et la MT.

Les membres de Synergrid souhaitent également souligner que les adaptations tant de la formule de tarification de la CREG que du processus à suivre avant de pouvoir l'utiliser relèvent exclusivement de la compétence de la CREG, et invitent dès lors les acteurs du marché à transmettre leurs remarques pertinentes à la CREG.

2.2. Calendrier

Tous les répondants indiquent dans leurs réponses qu'ils estiment que le calendrier proposé devrait être plus ambitieux et qu'il devrait être accéléré dans la mesure du possible.

Les GR sont heureux de constater que les acteurs du marché partagent leur sentiment qu'il existe un besoin urgent de débloquer une plus grande partie de la flexibilité présente dans le système énergétique. Bien que les GR comprennent la demande des acteurs du marché d'accélérer le déploiement du cadre du ToE tel qu'il est décrit dans la note de conception, le calendrier actuel est le plus ambitieux possible, tout en restant réaliste : tout cadre de ToE devra être ancré dans la législation pertinente et est soumis à l'approbation des autorités de réglementation. En outre, il faut également prévoir du temps pour les implémentations nécessaires.

3. Remarques spécifiques

Cette section sur les remarques spécifiques contient deux sous-sections, la première étant consacrée aux remarques reçues uniquement lors de la consultation informelle de la note de conception sur le ToE, la seconde comprenant les remarques reçues lors de la consultation publique du Document Release 3. Cette subdivision n'est pas sans importance : étant donné que les documents contenus dans le Document Release 3 sont des documents réglementés qui sont soumis aux régulateurs régionaux en même temps que le présent rapport de consultation, les exigences en matière d'information et de réponse concernant les commentaires reçus dans le cadre de cette consultation sont plus élevées que celles concernant les réponses reçues dans le cadre de la consultation sur le projet de note de conception sur le ToE. Cela signifie que les remarques qui ont été reçues uniquement dans le cadre de la consultation sur le projet de note de conception sur le ToE ne sont pas incluses dans l'annexe 1, qui fournit un aperçu détaillé des réactions reçues et des réponses des GR à ces réactions, mais pour bénéficier d'une transparence maximale, les GR souhaitent néanmoins répondre aux questions et remarques soulevées dans le cadre de cette consultation. En outre, les réponses non confidentielles reçues lors de la consultation sur le projet de note de conception sur le ToE sont incluses dans l'annexe 3.

3.1. Remarques spécifiques reçues uniquement lors de la consultation sur le projet de note de conception sur le ToE

3.1.1. ToE sur les unités de production

Bnewable remarque que le cadre actuel du ToE exclut les points de livraison avec des unités de production nette, et demande que ces points de livraison soient acceptés dans le futur cadre du ToE, avec une *baseline* déclarée.

Alors que le ToE était déjà disponible pour les points de livraison avec des unités de production, la limitation selon laquelle le point de livraison dans son ensemble doit être en prélèvement annuel net a été supprimée.

3.1.2. Nécessité d'un mécanisme unifié pour tous les types de flexibilité

European Commodities souligne qu'actuellement, les différents produits de flexibilité suivent des structures de reporting distinctes, ce qui ajoute à la complexité et à l'inefficacité opérationnelle. À ce titre, il formule les recommandations suivantes :

- Mettre en place un mécanisme de reporting standardisé couvrant toutes les activations de flexibilité
- Fournir aux BRP un système unique qui communiquera les volumes activés dans un *machine readable format*
- Assurer la disponibilité des données en temps voulu

Les GR prennent note des remarques de European Commodities et notent qu'une telle harmonisation est également prévue dans le code de réseau sur la réponse à la demande, qui établira un tableau d'équivalences pour tous les produits d'équilibrage et de congestion et exige une « porte d'entrée commune » pour le système d'information sur la flexibilité. Ainsi, les GR s'engagent à traiter ces questions dans un délai compatible avec les dispositions du code de réseau sur la réponse à la demande.

3.1.3. Changements de fournisseur

La FEBEG n'est pas d'accord avec le fait que la responsabilité de surveiller les changements de fournisseur et d'actualiser ses offres en conséquence incombe uniquement au FSP, car la FEBEG estime que les consommateurs n'informeront pas leur FSP d'un changement de fournisseur, et que les informations sur les changements de fournisseur doivent donc provenir des GR.

La position des GR reste que la responsabilité première incombe au consommateur qui doit informer son FSP de tout changement de fournisseur. Toutefois, en guise de solution de secours, les GR s'engagent à informer les FSP de tout changement de fournisseur dont ils ont connaissance, mais ce système n'est pas infallible et il ne faut donc pas s'y fier, car les GR ne disposent pas de toutes ces informations en temps utile.

3.2. Remarques spécifiques reçues lors de la consultation du Document Release 3

3.2.1. Impact de la flexibilité sur la précision des prévisions

Plusieurs répondants, dont European Commodities et la FEBEG, estiment que la note de conception sur le ToE proposée ne tient pas suffisamment compte de l'impact d'une activation de la flexibilité sur les prévisions, et soulignent que les BRP devraient être informés correctement et en temps utile des activations concernant des points de leurs portefeuilles.

Les GR prennent acte de cette demande et s'efforcent de mettre les données à disposition le plus rapidement possible, dans le respect des limites légales et techniques.

3.2.2. La nécessité de la NFS (étude de flexibilité réseau)

Plusieurs acteurs du marché ont indiqué dans leur réponse qu'ils remettaient en question la nécessité d'une étude de flexibilité du réseau dans le cadre de la procédure d'onboarding, et font valoir que cela ralentit la procédure, constitue un obstacle et est totalement inutile en ce qui concerne la flexibilité de la demande, étant donné que la demande peut normalement varier librement dans les limites de la puissance de raccordement contractuelle.

À cet égard, les GR souhaitent souligner que la puissance de raccordement contractuelle n'est pas garantie, en ce sens que les réseaux ne sont pas conçus pour permettre un prélèvement maximal à partir de tous les points simultanément, car cela n'est pas économiquement rationnel. Les GR restent donc convaincus que la NFS demeure un outil important pour garantir la sécurité opérationnelle du réseau.

3.2.3. Problèmes liés aux contrats exposés aux déséquilibres

Centrica soulève la question de la responsabilité des fournisseurs relative à la mise à jour en temps opportun de leurs listes de points de livraison, et demande des mises à jour des règles du ToE et du contrat fournisseur d'Elia.

Cette remarque a été formulée à la fois dans le cadre de la présente consultation et dans celui de la consultation sur les règles relatives au ToE. Comme cette remarque relève entièrement du champ d'application de la consultation sur les règles du ToE, elle sera abordée dans le cadre de cette dernière consultation.

3.2.4. Exigences en matière de comptage

Dans sa réponse, Centrica soulève également les points suivants concernant le comptage et les exigences en matière de comptage :

- Les exigences en matière de classe de précision doivent être alignées sur les exigences minimales de l'UE
- Les actifs dont les compteurs ne sont pas conformes devraient être autorisés à participer avec une capacité réduite
- La faisabilité d'une fréquence d'échantillonnage moins élevée pour les dispositifs situés derrière le compteur devrait être étudiée plus en détail
- Les exigences en matière de comptage devraient être harmonisées entre les niveaux de tension, les régions et les segments de marché. La FEBEG a également formulé cette remarque dans sa réaction.
- La définition de *baseline* devrait se faire avec une granularité de 4 secondes

D'une manière plus générale, plusieurs répondants remettent en question la nécessité de la conformité à la directive sur les instruments de mesure (MID). La FEBEG, quant à elle, insiste sur

la nécessité de disposer de compteurs fiables et efficaces. Toutes les réponses pertinentes soulignent l'importance d'avoir des exigences uniformes en matière de comptage dans toutes les régions.

Les GR prennent note des commentaires formulés par les différents acteurs du marché. Toutefois, la conformité à la directive MID fait partie intégrante du cadre légal et il n'appartient donc pas aux GR d'apporter des changements dans ce domaine. En outre, il convient de souligner que le déploiement d'un cadre de ToE signifie qu'un lien est créé entre le marché de la flexibilité explicite et le marché de l'approvisionnement, ce qui semble nécessiter un alignement des exigences de comptage entre ces deux marchés.

3.2.5. Accès aux données individuelles

Tant les fournisseurs que les FSP ont indiqué qu'il serait très utile de partager les données sur les volumes de flexibilité au niveau des clients individuels, tant dans le cas du CSM que pour l'opt-out, car ces informations seraient utiles aux fournisseurs et permettraient d'améliorer les prévisions et de mieux négocier les prix entre le FSP et le fournisseur.

Les GR prennent note des remarques, mais cela n'est pas prévu dans le cadre actuel du ToE. En outre, les GR souhaitent noter que les différents modèles de ToE (CSM, CM) et les solutions alternatives (opt-out, pass-through) ont leurs caractéristiques inhérentes, la confidentialité des utilisateurs du réseau étant par exemple intégrée dans le CSM, et l'accès aux données individuelles étant une caractéristique du CM. Les GR sont d'avis qu'il faut éviter de rendre toutes les possibilités disponibles en option dans tous les modèles, car cela augmenterait inutilement la complexité et les coûts de mise en œuvre pour toutes les parties concernées.

3.2.6. Facilitation des régimes opt-out/pass-through

La FEBEG note qu'à l'avenir, la mise en place d'un accord d'opt-out pourrait être facilitée par la fourniture de données des volumes de flexibilité livrés.

Les GR s'engagent à fournir aux différentes parties les données auxquelles elles ont légalement droit. Dans ce cas, le cadre juridique prévoit que les fournisseurs ont le droit d'obtenir les données dont ils ont besoin et qui sont strictement nécessaires à la conduite de leurs opérations. En tant que tel, aucun partage supplémentaire de données n'est prévu dans le cadre de l'opt-out/du pass-through par rapport à ce qui est décrit dans les documents mis à jour inclus dans le Document Release 3 et dans les règles mises à jour sur le ToE.

3.2.7. Qualité des données

La FEBEG se réjouit de la possibilité de recevoir à terme un rapport sur les données manquantes ou erronées et de la transparence qui en résultera.

3.2.8. Combinabilité de la flexibilité explicite avec le ToE et le partage d'énergie

Les réactions du marché ont été mitigées en ce qui concerne la non-combinabilité de la flexibilité explicite avec le ToE et le partage d'énergie, Bnewable estimant que ne pas autoriser cette combinaison revient à créer un obstacle supplémentaire et que la participation à la flexibilité explicite et la participation au partage d'énergie sont des droits des consommateurs. La FEBEG, quant à elle, est d'accord avec la proposition de Synergrid de ne pas autoriser cette combinaison à ce stade.

Les GR reconnaissent certainement le droit de chaque consommateur à participer à la flexibilité explicite ou au partage d'énergie, et n'ont pas l'intention d'enfreindre ces droits. Cependant, la flexibilité explicite de la basse tension et le partage d'énergie sont, à l'heure actuelle, des marchés de niche. En outre, chacun de ces services, pris séparément, implique une certaine complexité pour toutes les parties concernées et, à ce titre, les GR estiment qu'il ne serait pas judicieux de se concentrer sur ce point maintenant, car cela impliquerait non seulement d'ajouter encore de la complexité à un problème déjà complexe, mais aussi de consacrer des ressources à la mise en œuvre et au maintien d'un segment de niche. Toutefois, il est important de souligner que cette non-combinabilité n'est prévue que temporairement et qu'elle sera évaluée périodiquement en fonction de l'évolution du cadre juridique.

3.2.9. CM ToE pour les produits DA/ID

Dans sa réaction, Energy Pool demande à Synergrid d'envisager sérieusement de déployer également le CM pour les produits DA/ID. Synergrid prend note de cette demande et évaluera s'il s'agit d'un élément à inclure dans la feuille de route globale.

4. Remarques hors du champ de la consultation

4.1. Accès direct aux données pour les BRP

European Commodities fait remarquer qu'actuellement, les BRP ne reçoivent pas directement les données d'Atrias, et que cela crée une inégalité de traitement entre les BRP intégrés et les BRP indépendants. Pour remédier à cette situation, European Commodities demande à ce que tous les BRP obtiennent les données de comptage directement d'Atrias.

Comme l'indique European Commodities dans sa remarque, ce commentaire ne relève pas du champ d'application de la présente consultation. Même si la remarque est hors sujet, les GR tiennent à souligner que chaque partie reçoit les données dont elle a besoin pour remplir son rôle, comme le prévoit le cadre juridique.

4.2. Priorité au « supply split » pour débloquent la flexibilité implicite pour la BT

Plusieurs acteurs du marché mentionnent dans leurs réactions qu'ils pensent que la plus grande partie de la flexibilité fournie par le segment de la basse tension sera une flexibilité implicite, mais qu'une solution de « supply split » sera nécessaire pour libérer ce potentiel.

Synergrid se réjouit de constater que les acteurs du marché conviennent que la flexibilité implicite aura également un rôle important à jouer dans le système électrique. Comme indiqué dans l'aperçu des ambitions partagées de Synergrid présenté aux acteurs du marché lors de la réunion des parties prenantes du 26 novembre 2024², le « supply split » est l'un des sujets sur lesquels Synergrid travaille. Toutefois, le « supply split » n'entre pas dans le champ d'application de la présente consultation sur le ToE.

² Diapositives disponibles ici : [Presentation Shared Ambitions](#)

4.3. Notifications en temps réel des volumes activés dans le portefeuille

La FEBEG remarque que le modèle CSM actuel donne des notifications quasiment en temps réel aux BRP/fournisseurs concernant la quantité totale de flexibilité activée dans leur portefeuille, et que ces notifications sont importantes, et devraient donc être maintenues et étendues pour inclure également les volumes activés sur le réseau de distribution, quel que soit le modèle utilisé.

Les GR remercient la FEBEG pour cette remarque, mais notent que ce type de notifications est lié aux spécifications des différents produits et que cette remarque n'entre donc pas dans le champ d'application de la présente consultation.

5. De la note de conception ToE au Document Release 3

Comme indiqué dans l'introduction, les deux consultations évoquées dans le présent document se sont déroulées de manière séquentielle, la consultation sur la note de conception sur le ToE ayant précédé la consultation sur le Document Release 3. Dans un souci de transparence maximale, il est utile de détailler l'impact des commentaires reçus en réponse à la première consultation publique sur la deuxième consultation, d'autant plus que plusieurs acteurs du marché ont indiqué dans leur réponse à la consultation publique du Document Release 3 que les commentaires qu'ils avaient formulés lors de la consultation de la note de conception sur le ToE restaient valables.

Il est évident que le point le plus important des commentaires reçus en réponse à la consultation sur la note de conception sur le ToE était la demande quasi unanime des acteurs du marché de rendre le CM disponible pour tous les niveaux de tension, et ce le plus vite possible. Le fait que le Document Release 3 ne prévoit le déploiement du CM que sur le réseau de transmission et le réseau de transport local ne signifie pas que les membres de Synergrid refusent d'entendre les demandes des acteurs du marché. Le CM sur la BT et la MT ne relève pas du champ d'application du Document Release 3, car une analyse et une préparation plus approfondies sont nécessaires avant que la mise en œuvre ne puisse commencer. En outre, parallèlement à la consultation de la note de conception sur le ToE, les membres de Synergrid ont commencé à préparer la mise en œuvre de la feuille de route relative au ToE telle qu'elle est incluse dans la note de conception sur le ToE. Étant donné que tous les acteurs du marché indiquent également qu'il est clairement nécessaire de mettre en place le plus rapidement possible un cadre pour le ToE, les GR estiment que la meilleure solution pour aller de l'avant est de mettre en œuvre le modèle qui peut l'être le plus rapidement, c'est-à-dire le CSM.

La demande du marché d'un déploiement du CM à tous les niveaux de tension a eu pour effet d'augmenter le niveau de priorité d'une analyse plus détaillée des conséquences d'une éventuelle mise en œuvre du CM sur la BT et la MT : cette analyse a été déplacée de « pas avant 2027 » à « document de référence sur ce sujet d'ici la fin de 2025 ».

Un deuxième thème principal, déjà apparu lors de la consultation sur la note de conception sur le ToE, concerne les faiblesses perçues du CSM, telles que la longueur de la période de négociation ou le fait que la formule de fixation des prix régulés définie par la CREG est considérée comme inadaptée tant par les FSP que par les fournisseurs. Synergrid et ses membres prennent bien note de ces commentaires, mais comme indiqué ci-dessus, ces

modalités relèvent de la compétence de la CREG et, à ce titre, elles ne peuvent être modifiées par les GR.

6. Aperçu des modifications apportées aux documents après la consultation

En réponse aux remarques reçues dans le cadre de la consultation publique du Document Release 3, les modifications suivantes ont été apportées aux différents documents :

- C8/01 : précision de la signification du terme « tension de référence » indiquant qu’il s’agit de la tension nominale opérationnelle théorique d’un transformateur.
- C8/07 : la date limite pour le passage à un gateway local a été corrigée au 31/12/2027
- MG Flex : une petite correction a été apportée à la légende de la figure 5