

Document explicatif de la Méthodologie du calcul de la capacité journalière concernant la région de calcul de la capacité Central Europe

conformément à l'article 20ff. du Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'attribution de la capacité et à la gestion de la congestion

Janvier 2025

Table des matières

1. Introduction.....	1
1. Définition des éléments critiques du réseau associés à des aléas	1
2. Méthodologie des limites de sécurité d'exploitation	2
3. Inclusion de l'interconnexion celtique et de la frontière de la zone de dépôt des offres SEM-FR 3	
4. Intégration des interconnexions HVDC sur les frontières de la zone de dépôt des offres de la région CE.....	3
5. Intégration des frontières CH.....	5
6. Meilleure prévision.....	7
7. Contraintes d'allocation.....	7
8. Éléments de réseau 110 kV dans la liste finale du CNEC	8
9. Calendrier de mise en œuvre	8
10. Mise à jour des capacités d'échange entre zones restantes après le SDAC à utiliser pour le calcul de la capacité infrajournalière	9

1. Introduction

Le règlement (UE) 2015/1222 de la Commission établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion (« CACM ») exige l'élaboration et la mise en œuvre d'une méthodologie commune pour le calcul de la capacité journalière (« DA CCM ») par région de calcul de la capacité (« CCR »).

Le Règlement CACM vise à harmoniser le calcul de la capacité de la CCR, ce qui comprend la possibilité de fusionner les CCR si cela semble être plus efficace. Par conséquent, le 19 mars 2024, l'ACER a approuvé la modification relative à la détermination des régions de calcul de capacité (Décision n° 04/2024). Cette décision comprend la fusion du CCR de la région Core avec celui de la région Italie Nord pour former la CCR Central Europe (CE). Pour le moment, seule cette méthodologie sera mise en œuvre dans le calcul de la capacité journalière de la CCR Central Europe.

Dans le présent document explicatif, les GRT de Central Europe visent à décrire le contexte des articles et des propositions techniques résultant de la fusion des CCR Core et Italie Nord inclus dans la proposition de la DA CCM pour la région Central Europe.

1. Définition des éléments critiques du réseau associés à des aléas

Les paragraphes relatifs à la liste des CNEC internes ont été adaptés pour tenir compte du fait que les CNEC internes ne peuvent pas être définis à l'avance. Par exemple, de nouveaux éléments de réseau peuvent être ajoutés à tout instant grâce à l'expansion du réseau (indépendamment de leur seuil PTDF ou du fait qu'il s'agisse ou non d'éléments de réseau internes ou transfrontaliers). En outre, les CNEC sélectionnés changent toutes les heures en fonction de la topologie actuelle du réseau (et donc des PTDF) et ne peuvent pas être connus à l'avance. Le paragraphe révisé assure néanmoins la transparence liée aux CNEC internes et à leur PTDF maximum.

D'autres exigences relatives aux analyses sur les CNEC internes ont été supprimées par rapport à la DA CCM de base. Les principaux arguments à l'appui, en dehors des autres raisons (par exemple la procédure judiciaire en cours), sont les suivants :

- la limitation des CNEC internes conduirait à des inefficacités pendant le processus de validation (réductions de capacité plus élevées que nécessaire), car le nombre de CNEC disponibles dont la capacité peut être réduite pour résoudre les surcharges avec le moins de restrictions possible pour le marché est moins important ; et
- le règlement 943/2019 garantit déjà une capacité minimale (minMACZT) sur tous les CNEC, qu'il s'agisse d'éléments internes ou transfrontaliers.
- Les CNEC internes peuvent être autant affectées par les échanges au même titre que les CNEC transfrontalières, car les transits ont un impact important sur ces CNEC, ce qui justifie un traitement similaire.

2. Méthodologie des limites de sécurité d'exploitation

Lignes d'interconnexion non modélisées

Cet article comprend une partie visant à expliquer la solution technique adoptée pour le processus de calcul de la capacité journalière fondé sur les flux de la région Central Europe concernant les lignes d'interconnexion sur les frontières séparant l'Italie de l'Autriche et l'Italie et de la Suisse, qui ne sont actuellement pas modélisées des deux côtés de la frontière de la zone de dépôt des offres et qui sont prises en compte séparément lors du calcul de la capacité.

Au cours de la phase de fusion, certaines différences dans la modélisation de certaines interconnexions dont le niveau est inférieur à 220 kV dans les CCR Core et Italie Nord ont été identifiées. Les GRT de la région Central Europe ont décidé d'examiner s'il était possible de trouver une solution réalisable pour gérer de telles interconnexions dans la DA CCM CE, car la modélisation de ces lignes d'interconnexion dans l'IGM n'est pas réalisable pour tous les GRT jusqu'à la mise en œuvre de CGMES.

En particulier, les lignes d'interconnexion existantes actuellement non modélisées dans le modèle de réseau commun sont les suivantes :

- L'interconnexion AT – IT Tarvisio – Greuth 132 kV offre une capacité allant jusqu'à 85 MW¹_
[AT-IT] Tarvisio – Greuth, U = 132 kV
- L'interconnexion CH – IT Villa di Tirano – Campocologno 132 kV offre une capacité allant jusqu'à 40 MW
- L'interconnexion CH – IT Villa di Tirano – Campocologno 150 kV offre une capacité allant jusqu'à 150 MW.

Des interconnexions supplémentaires, qui devraient être opérationnelles avant la mise en œuvre de la CGMES, pourraient être envisagées, par exemple la future interconnexion AT-IT Stainach – Prati di Vizze 110 kV qui offre une capacité allant jusqu'à 100 MW.

Limites saisonnières

L'article 6(3) de la DA CCM de la région Core indique que les GRT de la région Core doivent s'employer à faire disparaître progressivement l'utilisation des limites saisonnières et à les remplacer par des limites dynamiques lorsque les avantages sont supérieurs aux coûts.

La DA CCM CE ne tient pas compte de ce point pour les raisons suivantes :

1. Dans le périmètre européen, il existe actuellement diverses méthodes, normes et développements concernant la manière dont les GRT réalisent l'évaluation dynamique (DTR). Par conséquent, l'article 6.3 ne définit aucune approche commune (notamment un algorithme commun, des critères communs, des méthodes communes) susceptible d'être adoptée par les GRT CE. Les obligations

¹ Les valeurs fournies pour les capacités impactées sont déterminées dans le cadre d'un processus annuel dans la CCR IN et il s'agit des valeurs fournies pour 2025.

et l'analyse mentionnées à l'article 6.3 ne sont donc pas comparables ni abordables en l'absence d'une approche commune entre au moins les GRT CE concernant les DTR.

2. Dans cette optique, ce type de différences doit être correctement géré et harmonisé avant d'être comparable aux fins d'une évaluation et une analyse plus larges.
- 3 La mise en œuvre de la DA CC CE posera de nombreuses difficultés. Il sera nécessaire de prévoir des développements dans chaque partie du processus (en particulier concernant l'inclusion de Swissgrid et de Terna). L'inclusion de cette obligation ajoute une pression supplémentaire sur les développements.

3. Inclusion de l'interconnexion celtique et de la frontière de la zone de dépôt des offres SEM-FR

EirGrid et SONI font partie de la liste des GRT de la région CE, conformément à la décision ACER 04/2024 sur l'art. 15(1) CACM définissant la détermination des CCR, et sont en accord avec l'actuelle DA CCM CE. Toutefois, les spécificités liées à l'inclusion de la frontière de la zone de dépôt des offres entre la zone SEM et la France (SEM-FR ; via l'interconnexion CELTIC), attribuées à EirGrid et au Réseau de Transport d'Électricité (RTE), et donc à une autre zone synchrone, ne sont pas encore couvertes dans cette itération de la DA CCM CE.

Les amendements seront en premier lieu abordés au sein de l'équipe de projet de la DA CCR Core. L'amendement à venir relatif à la DA CCM CCR CORE et visant à intégrer la frontière de la zone de dépôt des offres SEM-FR sera incorporé uniquement dans un deuxième temps dans la DA CCM CE avant la mise en service de la région CE. EirGrid entend utiliser des contraintes d'allocation et de rampe, une proposition sera faite par le biais du 4^{ème} amendement de la méthodologie Core CCR DA. Un délai supplémentaire est nécessaire pour discuter des spécificités et s'accorder sur la proposition.

4. Intégration des interconnexions HVDC sur les frontières de la zone de dépôt des offres de la région CE

Cette section vise à élargir le champ d'application du traitement des interconnexions HVDC dans la CCR CE, en tenant compte de toutes les particularités des interconnexions HVDC existantes dans la région. Si la méthodologie évoluée fondée sur les flux (EFB) continue d'être l'approche de référence pour le traitement des interconnexions HVDC dans la région, la CCR CE a décidé d'examiner si une solution réalisable pourrait s'adapter à tous les cas d'utilisation opérationnels des interconnexions HVDC. Cela est dû à l'identification de certaines différences dans le traitement des interconnexions HVDC dans les CCR Core et Italie Nord au cours de la phase de fusion. En particulier, les interconnexions HVDC de la CCR IN ont été conçues pour être utilisées comme mesure corrective dans la région afin de soulager la congestion sur les éléments transfrontaliers. Leur plage de points de consigne est considérée comme un ensemble d'actions correctives non coûteuses appliquées dans le processus NRAO.

La solution de la CCR CE propose le traitement suivant des interconnexions HVDC lors du processus de calcul de la capacité journalière :

Le processus DA CC peut permettre de considérer la plage de points de consigne HVDC comme une nouvelle action corrective non coûteuse, comme indiqué à l'article 10.7 de la DA CCM CE.

Au cours de la phase d'allocation, la méthodologie EFB constituera la référence pour le traitement des interconnexions HVDC dans la CCR CE.

Si l'interconnexion HVDC est considéré comme une action corrective, le point de consigne défini dans la NRAO ne limitera pas l'optimisation pendant le SDAC. L'interconnexion HVDC est également modélisée comme 2 hubs virtuels, qui fonctionnent de manière équivalente comme des zones de dépôts des offres, conformément à l'article 12 de la DA CCM CE (également appelée méthodologie évoluée fondée sur les flux).

L'optimisation dans le SDAC utilisera la plage de points de consigne HVDC physiquement disponible pour effectuer le calcul, quel que soit le point de consigne défini par le NRAO. Ainsi, la seule limite sera la plage physique de chaque HVDC, par exemple +/- 600 MW pour chaque liaison de HVDC PiSa.

- L'un des avantages attendus de la solution proposée est qu'elle permette d'optimiser et d'élargir le domaine vierge autour de la NPF en coordination avec d'autres actions correctives, comme l'activation de la RA topologique (coupleur de jeu de barres d'ouverture/fermeture) ou du PST dans le processus NRAO.
- De ne pas changer la fonction objectif NRAO.
- De laisser chaque GRT décider individuellement d'inclure ou non la plage de points de consigne HVDC en tant que RA dans le processus CC.
- D'utiliser l'interconnexion HVDC comme RA, lorsque son fonctionnement en temps réel est reflété.
- Pour maintenir l'EFB lors de la phase d'allocation

Flux circulaires autour des interconnexions HVDC

Clause de non-responsabilité : *En général, les GRT de la région CE ne considèrent pas l'utilisation du seuil PTDF comme une voie adéquate à suivre, car cela implique de négliger certains effets physiques dans le réseau. Par conséquent, le seuil PTDF des hubs virtuels internes fondé sur les flux ne doit être appliqué que s'il n'existe aucune solution alternative adéquate pour résoudre les problèmes de flux circulaires à proximité des centres virtuels fondés sur les flux évolués. Le seuil PTDF peut être considéré comme une solution provisoire jusqu'à la mise en place d'une solution alternative adéquate. Le seuil PTDF n'est pris en compte dans aucun autre cas d'utilisation.*

La méthode évoluée fondée sur les flux décrite à l'article 12 a été introduite avec la mise en service de l'interconnexion ALEGrO entre la Belgique et l'Allemagne et elle est applicable à tout *hub virtuel interne fondé sur les flux* supplémentaire intégré dans la CCR CE. Les prévisions d'échanges DA des interconnexions HVDC modélisés selon l'approche EFB sont déterminés lors du couplage du marché DA afin d'optimiser le bien-être social global. Cela peut conduire à un comportement indésirable très fréquent pendant l'exploitation du réseau en temps réel, car cela permet de sélectionner le point de consigne des interconnexions HVDC pour décongestionner les éléments de réseau très éloignés présentant une très faible sensibilité aux échanges sur les interconnexions HVDC pour

optimiser le bien-être social pendant le couplage de marché DA. Cela a été observé au niveau de l'interconnexion HVDC ALEGrO dans le passé. Une CNEC limitant le marché, très éloignée, peut être légèrement soulagée grâce à l'utilisation du point de consigne d'une interconnexion HVDC qui conduit à des flux circulaires et à un chargement complet dans la zone environnante de l'interconnexion HVDC. Lors de l'exploitation en temps réel du réseau, le niveau élevé de la charge dans la zone environnante peut entraîner des violations de la règle n-1, l'application d'actions correctives (coûteuses) et peut avoir un impact négatif sur la capacité infrajournalière.

Pour éviter que les interconnexions HVDC existants et futurs aient un tel comportement sur les frontières de la CCR CE, les GRT de la région CE s'efforcent de maintenir l'application d'un seuil PTDF de zone à zone pour les hubs virtuels internes (IVH) dans le contexte de la méthode *évoluée basée sur les flux*. À cet égard, une analyse antérieure réalisée pour l'interconnexion HVDC ALEGrO a démontré que l'introduction d'un seuil PTDF de 0,5 % élimine cet impact indésirable.

Lors de l'introduction d'un nouveau hub virtuel interne, la valeur de départ du seuil PTDF est de 0, ce qui équivaut à une absence d'utilisation du seuil. Les GRT CE peuvent modifier le seuil lorsqu'ils le jugent nécessaire ou après avoir effectué une étude des paramètres visant à déterminer le meilleur compromis entre l'optimisation de la sécurité opérationnelle et du bien-être social économique. Toutefois, ce seuil ne doit pas dépasser 1 %. Les GRT CE doivent rendre compte de toute modification du seuil sur une base trimestrielle.

À l'heure actuelle, aucun processus coordonné n'a été mis en place, ce qui permet une déviation fréquente de la prévision des échanges DA des interconnexions HVDC. Un seuil PTDF peut être appliqué pour chaque interconnexion HVDC pendant la période de transition précédant la mise en service d'un processus coordonné afin de déterminer le point de consigne HVDC opérationnel de l'interconnexion HVDC respectif conformément à l'article 76, paragraphe 1, du règlement SO. Selon la situation géographique de chaque interconnexion HVDC, c'est la méthodologie ROSC Core ou la méthodologie ROSC Italie Nord qui s'applique.

5. Intégration des frontières CH

L'introduction d'une nouvelle CCR CE entraînera un changement de la méthodologie de détermination des capacités journalières sur toutes les frontières CH. En l'absence d'un accord sur l'électricité entre l'UE et la Suisse, cette dernière n'a pas accès au marché unique de l'électricité à venir en Europe. Par conséquent, les frontières suisses ne doivent pas faire partie du SDAC, et il est nécessaire d'introduire une étape spécifique faisant suite aux processus de validation dans la chaîne de calcul de la capacité.

Extraction des NTC pour les frontières de la zone de dépôt des offres CH

Section 1. Contexte

1. Cette approche consiste à prendre comme base le domaine CE complet validé et à en extraire un domaine NTC pour les frontières CH.
2. Le paramétrage du processus d'extraction doit être soumis à essai et défini pendant la

phase de mise en œuvre.

Section 2. Comment les NTC sont-elles extraites du domaine FB ?

1. À la suite du CC FB, les domaines fondés sur les flux sont déterminés pour chaque MTU en tant qu'entrée pour le processus MC FB². Les domaines fondés sur les flux serviront de base à la détermination des valeurs de la NTC des frontières suisses qui servent d'intrants lors de l'allocation explicite fondée sur les NTC pour le marché journalier sur ces frontières.
2. Comme la sélection d'un ensemble de NTC à partir du domaine fondé sur les flux conduit à un ensemble infini de choix, l'algorithme adopté pour déterminer les ATC pour enchères fictives du processus journalier Core est sélectionné comme base pour l'extraction. Cet algorithme déterminera les valeurs NTC de manière systématique. Il repose sur une procédure itérative à partir d'un point prédéterminé.

Point de départ : Tout d'abord, les marges restantes disponibles (RAM) des contraintes (CNE, CNEC et AC) doivent être ajustées de sorte à tenir compte du point de départ de l'itération. À partir des PTDF de zone à référence (PTDF_{z2s}), il est possible de calculer les PTDF de zone à zone (pPTDF_{z2z}), où seuls les nombres positifs sont stockés :

$$pPTDF_{z2z}(A > B) = \max(0, PTDF_{z2s}(A) - PTDF_{z2s}(B))$$

où A, B sont deux zones de dépôts d'offres différentes. Seuls les PTDF de zone à zone des paires de zones de marché voisines sont nécessaires (par exemple pPTDF_{z2z} (CH > DE)). La procédure itérative de détermination de la NTC commence à partir d'un point prédéterminé. En tant que telles, les RAM doivent être ajustées de la manière suivante :

$$\overrightarrow{RAM}_{NTC}(k = 0) = \overrightarrow{RAM}_{bn} - \mathbf{pPTDF}_{zone-à-zone} * \text{Point de départ}$$

Itération : la méthode itérative appliquée pour calculer les NTC se résume aux actions suivantes pour chaque étape d'itération i :

- Pour chaque CNE, CNEC et AC, partager la marge restante entre les frontières des zones de dépôt des offres orientées qui sont influencées positivement avec une part spécifique.
- À partir de ces parts de marge, les échanges bilatéraux maximum sont calculés en divisant chaque part par le PTDF positif de zone à zone.
- Les échanges bilatéraux sont actualisés après l'ajout des valeurs minimales obtenues sur l'ensemble des CNE, CNEC et AC.
- Actualiser les marges sur les CNE, CNEC et AC en utilisant de nouveaux échanges bilatéraux à partir de l'étape 3 et revenir à l'étape 1.

Ces itérations se poursuivent jusqu'à ce que la valeur maximale sur toutes les contraintes de la différence absolue entre la marge des itérations i+1 et i soit inférieure à un critère d'arrêt (1 kW).

Les NTC résultantes correspondent aux échanges bilatéraux maximaux entre les frontières de la zone de dépôt des offres CH et CE calculés dans l'itération i+1 après avoir arrondi à des valeurs entières. Après l'exécution de l'algorithme, quelques CNE, CNEC et AC

² Couplage de marché

restent sans marge disponible. Ce sont les contraintes limitantes du calcul des NTC.

Remarque : Les GRT de la région CE examinent des options alternatives à l'algorithme décrit ci-dessus, dans le but d'améliorer l'efficacité de la procédure d'extraction.

6. Meilleure prévision

La source de la « meilleure prévision » est actuellement un modèle appelé NPF (Net Position Forecast, prévision de la position nette). Il s'agit d'un modèle de prévision basé sur l'apprentissage automatique qui effectue une prévision des échanges commerciaux (actuellement les positions nettes Core pour les hubs Core et les échanges bilatéraux sur des frontières sélectionnées).

Ses entrées sont constituées par les données historiques des calendriers des échanges commerciaux réalisés et des données affectées par la météorologie pertinente pour les échanges transfrontaliers (prévision de l'énergie éolienne, de l'énergie solaire, de la charge...)

Le modèle est ajusté à l'aide de ces entrées sur une période plus longue (généralement les 2 à 12 derniers mois de données), c'est-à-dire qu'il « apprend » des situations passées.

Le modèle prévoit ensuite les échanges commerciaux du jour ouvrable, en utilisant les dernières entrées disponibles (échanges commerciaux programmés de BD-1 et prévisions de données influencées par la météorologie pour le BD). Il est en outre constamment développé.

7. Contraintes d'allocation

Le champ d'application de cette section fait référence aux aspects méthodologiques relatifs à l'utilisation des contraintes d'allocation (AC) dans le calcul journalier.

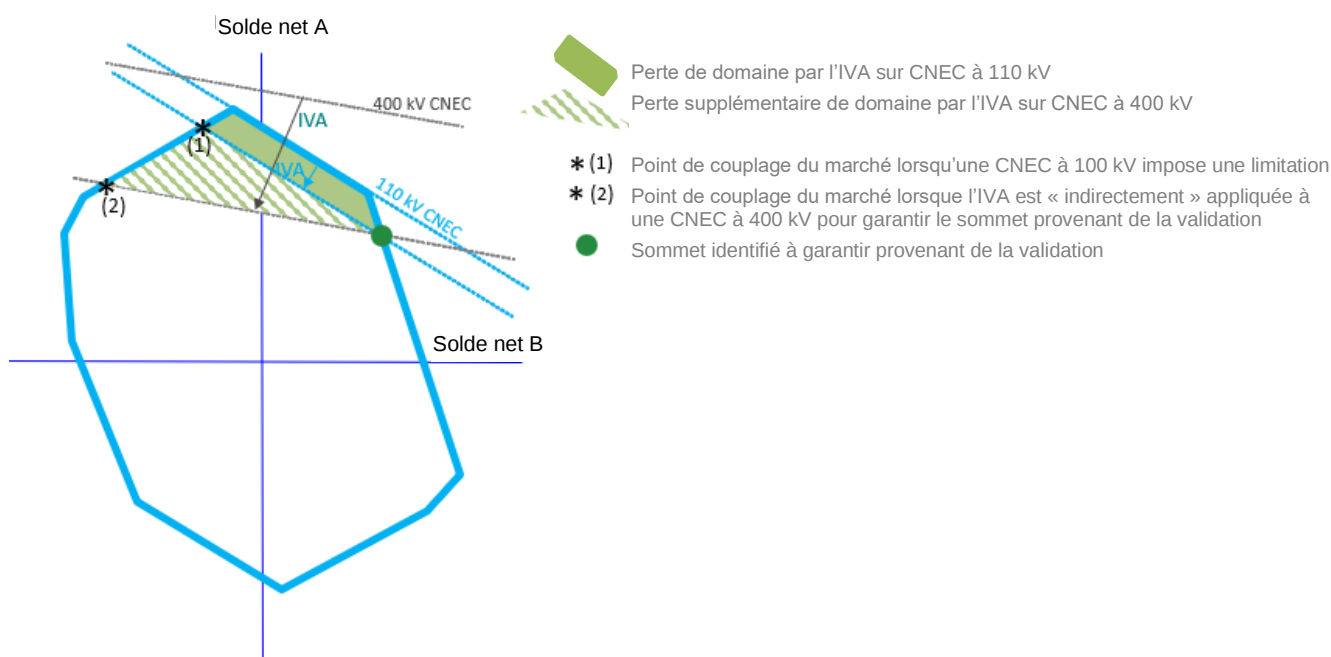
Faisant partie de la CCR Central Europe, PSE et Terna ont l'intention d'appliquer des contraintes d'allocation. La disposition générale relative à l'application de contraintes d'allocation est énoncée à l'Article 7, alors que l'Annexe I contient la liste des GRT de la région Central Europe qui utiliseront les contraintes d'allocation et soumettront une justification technique et juridique détaillée relative au besoin d'utilisation de contraintes d'allocation. En outre, des dispositions indiquant aux GRT CE les conditions qui doivent être remplies pour qu'un GRT CE donné puisse appliquer des contraintes d'allocation à l'avenir ont été proposées. Il est proposé qu'une demande d'utilisation de contraintes d'allocation par tout GRT CE (autres que celles énumérées à l'Annexe 1) soit précédée de la soumission d'une proposition de modification de la méthodologie à toutes les autorités réglementaires nationales de la région CE, ainsi que de la soumission d'une justification appropriée relative au besoin d'utilisation de contraintes d'allocation.

Pour PSE et Terna, la justification légale de l'utilisation des contraintes d'allocation est décrite à l'Annexe 1 de la DA CCM CE.

8. Éléments de réseau 110 kV dans la liste finale du CNEC

Dans les zones de dépôt des offres de la CCR CE, la couche de tension 110-132 kV est généralement construite selon une topologie radiale reliant le niveau haute tension vers les niveaux de distribution, et sert donc d'interface radiale entre le réseau haute tension et le réseau de distribution. En Hongrie, le réseau 132 kV hautement maillé suit un trajet parallèle au système de transmission et joue également un rôle important dans le fonctionnement du système. L'incapacité à résoudre un problème critique à ce niveau impliquerait la nécessité d'intervenir à un niveau de tension plus élevé.

Efficacité de l'application de l'IVA : 110 kV par rapport à 400 kV



9. Calendrier de mise en œuvre

Le calendrier de mise en œuvre prévu à l'Article 30 durant la Consultation Publique a été réévalué par les GRT CE et mis à jour car la date de juin 2027 a été estimée comme inatteignable. Les GRT CE proposent désormais la date de septembre 2027, sous condition que la méthodologie soit approuvée 6 mois après la soumission aux régulateurs CE. Ce calendrier repose sur une incertitude significative qu'il est important de souligner, car à l'heure actuelle il n'est pas possible d'estimer les effets sur les performances des outils, en particulier EUPHEMIA, en raison de la mise en œuvre parallèle à venir du couplage hybride avancé, de l'intégration de l'interconnexion Celtic ou de l'introduction de produits de 15 minutes.

En se basant sur l'estimation du calendrier prévisionnel estimé par les GRT CE, TERN A a exprimé des préoccupations importantes en présentant leur calendrier individuel d'implémentation de leurs outils. Ainsi, TERN A indique que la date cible de mise en service en septembre 2027 sera très difficile à atteindre.

10. Mise à jour des capacités d'échange entre zones restantes après le SDAC à utiliser pour le calcul de la capacité infrajournalière

L'amendement de l'Article 25, 18 mois après la soumission de cette méthodologie, comme décrit Article 25.18 est nécessaire pour les raisons suivantes :

- L'impact des modifications envisagées dans SIDC (allocation fondée sur les flux) sur l'étape suivant le calcul des capacités n'est pas clair à ce jour, au moment de la soumission de la méthodologie. Une fois ces modifications définies, surtout celles liées à l'allocation infrajournalière, la présente méthodologie DA CCM CE sera mise à jour.
- S'assurer de la compatibilité entre les méthodologies Core et Italie Nord ID CCM, avec un point d'attention sur les améliorations prévues dans les processus Core ID, qui devront également être considérées dans la région CE si nécessaire.
- S'assurer de la compatibilité entre la mise à jour des capacités pour l'IDA1 dans la région CE et des calculs successifs des capacités infrajournalières dans les régions Core et Italie Nord.