

Demande d'Elia de dérogation à la marge minimale à mettre à disposition pour les échanges entre zones

conformément à l'article 16(9) du Règlement (UE) 2019/943
du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le
marché intérieur de l'électricité (refonte)

25 octobre 2023

Table des matières

Considérant ce qui suit :	3
Article 1. Objet et champ d'application.....	8
Article 2. Définitions and interprétation	8
Article 3. Approche méthodologique pour la dérogation.....	8
Article 4. Flux de boucle.....	9
Article 5. Étendue et durée de la dérogation	11
Article 6. Confidentialité	11

Considérant ce qui suit :

- (1) L'article 16(8) du Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte), ci-après le « Règlement 2019/943 » prescrit que les GRT ne limitent pas la capacité d'interconnexion à mettre à la disposition des acteurs du marché en tant que moyen de résoudre un problème de congestion situé à l'intérieur de leur propre zone de dépôt des offres ou en tant que moyen de gestion des flux résultant de transactions internes aux zones de dépôt des offres. Le même article prévoit également que cette exigence est réputée respectée lorsque les niveaux de capacité disponible pour les échanges entre zones atteignent un niveau minimal. Pour les frontières pour lesquelles le calcul de capacité est fondé sur les flux, ce niveau (ci-après dénommé « l'exigence CEP70 ») est généralement fixé à 70 % de la capacité (respectant les limites de sécurité d'exploitation) des éléments critiques de réseau internes et entre zones, en tenant compte des aléas (ci-après dénommés « CNEC »). Des mesures transitoires, comme les plans d'action visés à l'article 15 du Règlement 2019/943 ou les dérogations visées à l'article 16(9) du même Règlement, permettent une certaine progressivité pour atteindre cette capacité minimale.
- (2) L'article 16(9) du Règlement 2019/943 prescrit qu'à la demande des gestionnaires de réseau de transport d'une région de calcul de la capacité (CCR), les autorités de régulation concernées peuvent accorder une dérogation par rapport à l'exigence CEP70 pour des motifs prévisibles lorsque cela s'avère nécessaire pour maintenir la sécurité d'exploitation. Cette dérogation est accordée pour une durée maximale d'un an à la fois ou, à condition que l'étendue de la dérogation diminue de manière significative après la première année, pour une durée maximale de deux ans. L'étendue de cette dérogation se limite strictement à ce qui est nécessaire pour maintenir la sécurité d'exploitation et évite toute discrimination induite entre les échanges internes et ceux entre zones.
- (3) L'article 16(4) du Règlement 2019/943 prescrit que les échanges de contrepartie et le redispatching, y compris le redispatching transfrontalier, sont utilisés pour atteindre l'exigence CEP70. Cette disposition s'applique sans condition à l'utilisation du redispatching interne, bien que cet article stipule que l'application de mesures transfrontalières soit sujette à la mise en œuvre de la méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie. Cette méthodologie n'a pas encore été mise en œuvre dans les régions de calcul de la capacité dont Elia System Operator SA (ci-après « Elia ») est membre.
- (4) Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion (ci-après dénommé le « Règlement CACM ») et du Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (ci-après dénommé le « Règlement SOGL ») requièrent que les gestionnaires de réseau développent des méthodologies qui sont essentielles pour la gestion des flux sur le réseau électrique par le biais du calcul coordonné de capacité et par l'application coordonnée d'actions correctives. Ces méthodologies essentielles sont :
 - a. La méthodologie pour le calcul de la capacité relative à la région de calcul de la capacité Core visée à l'article 21 du Règlement CACM (ci-après dénommée la « DA CCM Core »)
 - b. La méthodologie de coordination de la sécurité d'exploitation visée à l'article 76 du Règlement SOGL (ci-après dénommée la « méthodologie ROSC Core »)
 - c. La méthodologie pour le redispatching et les échanges de contrepartie coordonnés visée à l'article 35 du Règlement CACM (ci-après dénommée la « méthodologie RDCT Core »)

- d. La méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie visée à l'article 74 du Règlement CACM (ci-après dénommée la « méthodologie de partage des coûts RDCT Core »).

Un planning indiquant les dates prévues de mise en œuvre de ces méthodologies essentielles est repris ci-dessous :

Methodologie	Statut	Date de mise en œuvre prévue
DA CCM Core	Opérationnel depuis le 8 juin 2022	
DA CCM Core : validation coordonnée	A démarrer	Une proposition de mise en œuvre doit être soumise 18 mois après l'implémentation initiale de la DA CCM Core, soit en décembre 2023. Prévu pour Q4 2025
Core SOGL 76 + CACM 35	Mise en œuvre en cours	Implémentation de ROSC + Cost sharing avec DA CROSA pour le Q2 2025 suivi par ID CROSA pour le Q4 2025 – Q2 2026* Ou Implémentation de ROSC + Cost sharing avec DA + ID pour le Q4 2025 – Q2 2026*
Core CACM 74	Mise en œuvre en cours	

* La décision d'avoir un go-live la méthodologie de coordination régionale de la sécurité opérationnelle (méthodologie ROSC) et le partage des coûts (Cost sharing) en une ou deux phases devrait être prise en 2024 par les GRTs de la région Core. Dans le cas d'une mise en service en deux phases, la première phase consisterait en une évaluation coordonnée de la sécurité opérationnelle régionale en Day-Ahead (DA CROSA), soumise aux règles de partage des coûts, tandis que l'activation d'actions correctives en Intraday doit être prise en charge par le Processus d'activation rapide (FAP – Fast Activation Process) non soumis aux règles de partage des coûts, et ce jusqu'à ce que l'évaluation coordonnée de la sécurité opérationnelle régionale en Intraday (ID CROSA) soit opérationnelle, ce qui est prévu dans la deuxième phase. Les impacts d'un tel go-live progressif doivent être évalués dans le cadre de l'implémentation du projet ROSC.

- (5) Etant donné que les méthodologies *DA CCM Core : validation coordonnée*, *Core SOGL 76 + CACM 35*, *Core CACM 74* ne sont pas encore implémentées, Elia ne peut pas s'appuyer sur ces méthodologies de façon structurelle pour mettre en œuvre l'exigence CEP70 à partir du 1er janvier 2024. Par conséquent, afin de respecter le Règlement 2019/943, Elia a décidé, en accord avec la CREG, de soumettre une demande de dérogation de l'exigence CEP70 sur la base d'un motif prévisible.
- (6) Le motif prévisible pour la demande de dérogation est un facteur externe, à savoir le fait que les flux de boucle sur les CNEC belges ne peuvent pas être limités à un niveau acceptable, ce qui crée un

risque en termes de sécurité d'exploitation si l'exigence CEP70 était directement appliquée au 1^{er} janvier 2024 :

- a. On peut déduire de l'article 16(8) du Règlement 2019/943 que le niveau maximum acceptable de flux de boucle est défini comme la quantité de flux de boucle qui, avec les marges de fiabilité et les flux internes, utilise 30 % de la capacité d'un CNEC.
- b. L'analyse historique des données de l'année 2018 a montré que le niveau de flux de boucle sur les CNEC belges pouvait atteindre 70 %, et est structurellement supérieur à celui qui permettrait de respecter l'article 16(8) du Règlement 2019/943.
- c. Le go-live de Core DA CCM formalise le droit de chaque TSO de la région Core à réduire les flux de boucle excessifs. Elia exerce ce droit en adaptant les prises sur les PST belges en utilisant jusqu'à 50 % de la plage de prise opérationnelle. Une évaluation de la réduction des flux de boucle faite sur les données opérationnelles de Core montre que cette approche permet de réduire les flux de boucle excessifs jusqu'à 10% de Fmax. Cette réduction se traduit par une augmentation de l'objectif minRAM appliqué aux CNECs belges selon l'approche définie dans la dérogation. Cependant, le niveau de réduction est insuffisant pour atténuer complètement la quantité de flux boucle excessifs.
- d. Les flux de boucle sont créés dans des zones de dépôt des offres voisines et ne peuvent pas être limités en utilisant le potentiel de redispatching disponible en Belgique. Les transformateurs déphaseurs situés à la frontière nord de la Belgique peuvent partiellement contribuer à limiter les flux de boucle. Cependant, même une utilisation optimisée des transformateurs déphaseurs belges à elle seule ne devrait pas être suffisante.
- e. Compte tenu que plusieurs États membres ont mis en place un plan d'action conformément à l'article 15 du Règlement 2019/943, parmi lesquels l'Allemagne, Elia s'attend à ce que les congestions structurelles présentes dans les zones de dépôt des offres voisines ne disparaissent pas à court terme. Par conséquent, on s'attend à ce que les flux de boucle restent supérieurs à un niveau acceptable au sens de l'article 16(8) du Règlement 2019/943 et ce, au moins pour la durée de la présente dérogation.
- f. En complétant la mise en place totale de plans d'action en dehors de la Belgique, la mise en œuvre, dans la CCR Core, des méthodologies CACM et SOGL listées au paragraphe 4 devrait permettre de faire redescendre les flux de boucle à un niveau acceptable. En effet :
 - i. L'article 10(5) de la CCM Core offrira à chaque GRT la possibilité de définir individuellement la configuration initiale de ses propres actions correctives non coûteuses et coûteuses, en se basant sur la meilleure prévision de leur mise en œuvre et en visant à faire redescendre les flux de boucle sur ses CNEC entre zones sous un seuil qui évite toute discrimination induite. Ce même seuil est également considéré comme une contrainte dans l'optimisation des actions correctives non coûteuses, conformément à l'article 16 de la CCM Core. Cet aspect est important dans le contexte belge étant donné que les transformateurs déphaseurs belges contribuent à la réduction des flux de boucle.
 - ii. L'article 20 de la CCM Core prévoit l'implémentation d'un processus de validation coordonné, ce qui signifie qu'il y aura un processus qui consolidera les prévisions et l'utilisation des actions correctrices au niveau de la région Core. Ceci permettra de donner la visibilité nécessaire quant à la capacité à maintenir la sécurité opérationnelle d'une manière coordonnée tout en

appliquant la marge minimale de 70 %. Ceci est important dans le contexte belge. Premièrement, le potentiel d'actions correctrices locales est insuffisant pour soulager l'impact des flux de boucle. Par conséquent, une connaissance des actions correctrices disponibles par ailleurs pour réduire l'impact des flux de boucle est nécessaire pour permettre à Elia d'offrir la marge minimale de 70 % au moment du calcul de capacité, malgré des flux de boucle potentiellement trop élevés. Deuxièmement, il n'y a pas de garantie que l'implémentation du plan d'action permettant l'application de la marge minimale de 70 % en Allemagne réduira les flux de boucle en-dessous d'un seuil acceptable.

- iii. Si Elia fait face à des congestions résultant de l'application de l'exigence CEP70, les méthodologies SOGL 76 et CACM 35 devraient permettre de trouver des solutions coordonnées dans la région afin d'atténuer ces congestions. Etant donné que ces méthodologies ne sont pas encore implémentées, Elia ne peut pas s'appuyer sur des actions correctrices transfrontalières, aussi car les contrats de redispatching existants ne peuvent être vus comme suffisamment efficaces à cause des procédures manuelles qu'ils impliquent
- iv. Au-delà de la mise en œuvre des méthodologies SOGL 76 et CACM 35, qui réduisent le risque opérationnel, la méthodologie CACM 74 devrait permettre une répartition équitable des coûts, garantissant ainsi que les GRT de la/des zone(s) de dépôt des offres à l'origine des flux de boucle dépassant un niveau acceptable assument les coûts des actions correctives, conformément au principe du pollueur-payeur décrit à l'article 16(13) du Règlement 2019/943.

(7) La présente demande de dérogation est conforme au Règlement 2019/943, plus particulièrement à l'article 16(9), au vu des points suivants :

- a. Les motifs pour la demande de dérogation sont prévisibles, tel qu'exposé dans les considérants 4 à 6.
- b. La dérogation est requise pour garantir la sécurité d'exploitation, tel qu'exposé dans les considérants 4 à 6.
- c. L'étendue de la dérogation est strictement limitée à ce qui est nécessaire :
 - i. Étant donné les limitations causées par l'absence des méthodologies CACM et SOGL citées au paragraphe 4, le potentiel de redispatching structurellement disponible pour Elia sera utilisé pour réduire les flux internes trop élevés en Belgique. Ce n'est que si la sécurité d'exploitation ne peut pas être garantie dans cette situation (en raison d'un manque de potentiel de redispatching) que la capacité d'échange entre zones établie dans le processus de calcul de la capacité sera réduite.
 - ii. L'approche méthodologique décrite à l'article 3 permet de faire des hypothèses le plus tard possible dans le processus de calcul de la capacité, c'est-à-dire en disposant des informations les plus précises sur la situation du réseau. Cette approche réduit l'étendue de la dérogation par rapport à une approche où des valeurs fixes auraient été directement définies et incluses dans la dérogation. L'approche méthodologique évite de sous-estimer ou de surestimer la nécessité réelle d'une dérogation. En effet, une approche avec valeurs fixes mènerait à des marges de sécurité inutiles, compte tenu de la variété des situations à envisager, de l'incertitude intrinsèque liée à l'exploitation du réseau et du

manque de visibilité quant aux intentions des États membres voisins concernant leur approche pour la mise en œuvre de l'article 16 du Règlement 2019/943 et, potentiellement, de l'article 15 du même Règlement. Étant donné le fait que les flux de boucle sont par nature variables, une approche avec valeurs fixes aurait été significativement et structurellement inefficace. Par ailleurs, cette approche méthodologique permet de naturellement prendre en compte toute amélioration méthodologique. Plus concrètement, avec l'implémentation de la DA CCM Core le niveau de flux de boucle diminue comme décrit dans le considérant 6(e)(i), ce qui impacte directement et positivement l'étendue de cette dérogation.

- d. La dérogation évite toute discrimination induite entre les échanges internes et entre zones : la somme des marges de fiabilité, des flux de boucle inférieurs à un niveau acceptable et des flux internes sur chaque CNEC reste sous la barre des 30 %, pour autant que la sécurité d'exploitation soit assurée. Cela garantit, même en présence de flux de boucle au-delà d'un seuil acceptable, que les flux internes repris dans le calcul de la capacité soient réduits afin d'éviter toute discrimination induite entre les échanges internes et entre zones.

ELIA SOUMET CI-DESSOUS AU REGULATEUR BELGE DE L'ENERGIE (CREG) UNE DEMANDE DE DEROGATION A LA MISE EN ŒUVRE DE LA MARGE MINIMALE A METTRE A DISPOSITION POUR LES ECHANGES ENTRE ZONES

Article 1. Objet et champ d'application

- (1) La présente demande de dérogation est une demande d'Elia de déroger à la mise en œuvre de la marge minimale disponible pour les échanges entre zones telle qu'établie par l'article 16(8) et conformément à l'article 16(9) du Règlement 2019/943.
- (2) La présente demande de dérogation se base sur une raison de déroger à l'exigence CEP70, à savoir les flux de boucle supérieurs à un niveau acceptable, comme détaillé dans l'article 4 et justifié au paragraphe 6 des considérants.
- (3) La marge minimale disponible pour les échanges entre zones, sachant que la dérogation demandée sera mise en œuvre tant que la sécurité d'exploitation peut être garantie. Tout écart sera signalé à la CREG, avec une justification de la raison pour laquelle l'écart était nécessaire en vue de garantir la sécurité d'exploitation.
- (4) La présente demande de dérogation est adressée à la CREG conformément à l'article 16(9) du Règlement 2019/943.
- (5) Au plus tard le 1^{er} juillet 2024, Elia transmettra à la CREG, conformément aux dispositions de l'article 16(9) du Règlement 2019/943, un rapport détaillant les progrès accomplis au sujet des méthodologies qui apporteront une solution de long terme au risque de sécurité d'exploitation visé par cette dérogation. Ce rapport sera publié à l'attention des acteurs de marché.

Article 2. Définitions and interprétation

- (1) Les termes utilisés dans la présente demande de dérogation ont le sens des définitions reprises à l'article 2 du Règlement 2019/943, à l'article 2 du Règlement CACM, à l'article 2 de la CCM Core et à l'article 2 de la recommandation de l'ACER n° 01/2019.
- (2) Dans la présente demande de dérogation, sauf si le contexte nécessite un usage différent :
 - a. Le singulier indique le pluriel et réciproquement.
 - b. La table des matières, les titres et les exemples sont ajoutés pour la facilité de lecture uniquement et n'ont pas d'effet sur l'interprétation de cette demande de dérogation.
 - c. Toute référence à un texte de loi, règlement, directive, ordonnance, instrument, code ou tout autre acte juridique inclut les amendements, prolongations ou remises en vigueur intervenus après l'entrée en vigueur initiale de ces actes.

Article 3. Approche méthodologique pour la dérogation

- (1) L'approche utilisée dans la présente demande de dérogation définit les principes et règles de calcul et inclut les formules mathématiques lorsqu'elles sont nécessaires. Ces principes et règles

de calcul sont appliqués au processus de calcul de la capacité day-ahead tel qu'établi dans la CCR Core.

- (2) Plus spécifiquement, la dérogation méthodologique se base sur les modèles de réseaux communs (ci-après « CGM ») (24 au total, 1 pour chaque heure) repris dans le processus de calcul de la capacité day-ahead et applique les principes suivants :
- a. Elia optimise d'abord les prises des PSTs dans le CGM pour réduire les flux de boucle excessifs. Après le calcul flow-based initial, effectué sur ce CGM, les flux de boucle restant sont calculés et la capacité minimale en résultant disponible pour les échanges entre zones est appliquée aux CNEC belges, comme indiqué à l'article 4. Pour lever toute ambiguïté, si les flux de boucle sont inférieurs au niveau acceptable défini au paragraphe 2 de l'article 4, la marge minimale reste égale à 70 %.
 - b. Durant la phase de validation, la sécurité d'exploitation est évaluée. Cela implique la détection de congestions et la possibilité d'atténuer ces congestions via l'application d'actions correctives, non coûteuses et coûteuses. Le domaine de capacité utilisé lors de la phase de validation inclura l'application de la dérogation pour flux de boucle conformément à l'article 4.
 - c. Tant que la sécurité d'exploitation peut être garantie, la capacité minimale résultant du calcul flow-based intermédiaire est mise à disposition du marché day-ahead. est conservée comme résultat de la phase de vérification. Dans le cas contraire, la capacité disponible pour les échanges transfrontaliers est réduite à un niveau garantissant la sécurité d'exploitation.
 - d. La capacité minimale disponible pour les échanges transfrontaliers au sein des régions coordonnées Core sur chaque CNEC respectera dans tous les cas les valeurs coordonnées telles que définies au paragraphe 6 de l'article 4.

Article 4. Flux de boucle

- (1) L'application de cette dérogation pour les flux de boucle supérieurs à un niveau acceptable impliquent les étapes suivantes :
- a. Étape 1 : définir le niveau acceptable de flux de boucle LF_{accept} par CNEC, comme détaillé plus avant au paragraphe 2.
 - b. Étape 2 : calculer les flux de boucle LF_{calc} par CNEC, comme détaillé plus avant au paragraphe 3.
 - c. Étape 3 : définir la capacité minimale pour les échanges transfrontaliers en tenant compte des résultats des étapes précédentes, comme détaillé plus avant aux paragraphes 4 à 6.
- (2) L'article 16(8) du Règlement 2019/943 prescrit que le montant maximal de 30 % peut être utilisé pour les marges de fiabilité, les flux de boucle et les flux internes pour chaque CNEC. Cette dérogation définit le niveau acceptable de flux de boucle (LF_{accept}) pour les différents types d'éléments critiques de la manière suivante :
- a. Éléments critiques de réseau transfrontaliers : le niveau acceptable de flux de boucle est égal à la différence entre 30% et les marges de fiabilité de ces éléments.
 - b. Éléments critiques de réseau internes : un choix doit être fait pour déterminer comment diviser la capacité entre les flux de boucles et les flux internes. Cette demande de

dérogation considère que le niveau acceptable de flux de boucle est égal à la moitié de la différence entre 30% et les marges de fiabilité de ces éléments. La deuxième moitié est utilisée par les flux internes.

(3) Les flux de boucle LF_{calc} sont calculés dans le processus de calcul de capacité day-ahead de la manière suivante :

- a. Le CGM utilisé est celui pris en compte lors du calcul initial flow-based.
- b. Le modèle de réseau sans échanges est obtenu en décalant les positions nets du CGM :

$$F_{0,all} = F_{ref} - \mathbf{PTDF}_{all} \overrightarrow{NP}_{ref,all}$$

Avec :

- i. $F_{0,all}$: flux dérivant du modèle de réseau commun sans échanges, c'est à dire une situation sans aucun échange commercial entre les zones de dépôt des offres de l'Europe continentale et avec les zones de dépôts des offres des autres zones synchrones.
 - ii. F_{ref} : flux par CNEC dans le CGM.
 - iii. \mathbf{PTDF}_{all} : matrice "power transfer distribution factor" pour toutes les zones de dépôts d'offres en Europe continentale et pour tous les éléments critiques de réseau.
 - iv. $\overrightarrow{NP}_{ref,all}$: positions nettes totales par zone de dépôt des offres en Europe continentale incluses dans le CGM.
- c. Une méthodologie de décomposition des flux est appliquée pour dériver les flux de boucle et les flux internes sur chaque CNEC :
- i. Élément de réseau critiques transfrontaliers: comme il n'y a pas de flux internes, $F_{0,all}$ définit directement les flux de boucle.
 - ii. Éléments critiques de réseau internes : une décomposition des flux est nécessaire étant donné que $F_{0,all}$ consiste en des flux internes et des flux de boucle. Pour séparer les flux internes et les flux de boucle, les injections nodales positives et négatives sont considérées dans le modèle de réseau sans échange. Un principe de mélange parfait¹ est utilisé afin d'allouer de manière univoque les flux aux injections.
- d. Pour un CNEC donné, LF_{calc} est égal aux flux de boucle calculés suivant le paragraphe c et divisé par le flux de puissance admissible maximum (F_{max}) de ce CNEC compte tenu de sa limite de sécurité d'exploitation.

(4) Pour un CNEC donné, la capacité minimale à mettre à disposition pour les échanges transfrontaliers $MACZT_{min}$ est alors égale à:

¹ Initialement introduit dans "J. Bialek, D. B. Tam, *Tracing the generators' output, in International Conference on Opportunities and Advances in International Electric Power Generation (Conf. Publ. No. 419), Durham, UK, March 1996*"

$$MACZT_{min} = 70\% - \max(0; LF_{calc} - LF_{accept})$$

- (5) La capacité minimale à mettre à disposition pour les échanges transfrontaliers au sein de la région coordonnée Core (MCCC) résulte de la capacité minimale $MACZT_{min}$ telle que définie au précédent paragraphe et adaptée pour les échanges transfrontaliers supposés résulter des échanges hors de la zone coordonnée (MNCC) selon la méthode définie à l'article 17(4) de la Core DA CCM.
- (6) La capacité minimale disponible sur chaque CNEC pour les échanges transfrontaliers au sein de la zone coordonnée Core résultant de cette dérogation ne peut jamais être inférieure à 20% de la puissance maximale admissible (F_{max}) sur ce CNEC compte tenu de sa limite de sécurité d'exploitation.
- (7) Elia publiera des données relatives aux effets de l'application des formules du présent article dans le cadre de la publication quotidienne des résultats du calcul de capacité en day-ahead appliqué dans la CCR Core.
- (8) Conformément à l'article 1(3), les exceptions d'application des formules du présent article seront communiquées à la CREG chaque trimestre, ainsi que les raisons qui ont amené à appliquer ces exceptions pour tenir compte des limites de sécurité d'exploitation.

Article 5. Étendue et durée de la dérogation

- (1) La présente demande de dérogation s'applique à tous les CNEC belges inclus dans le processus de calcul de la capacité day-ahead Core, en respectant le seuil PTDF applicable.
- (2) La présente demande de dérogation est introduite pour une durée d'un an à compter du 1^{er} janvier 2024.

Article 6. Confidentialité

Les informations fournies par Elia à la CREG dans le cadre de la présente demande de dérogation ne sont pas de nature confidentielle, à moins qu'Elia ne l'indique ou n'en convienne spécifiquement avec la CREG.