

Troisième modification de la méthodologie pour le calcul de la capacité journalière de la région de calcul de la capacité Core

Conformément aux articles 20 et suivants du 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

8 décembre 2023

considérant ce qui suit:

Compte tenu des éléments suivants:

- (1) En raison de la complexité du sujet, la méthodologie pour le calcul de la capacité journalière de la région de calcul de la capacité Core (DA CCM) a été initialement formulée de manière à ce que certains aspects soient laissés pour une amélioration ultérieure, tout en permettant un lancement anticipé du FB DA MC de la région Core avec des solutions provisoires respectives. Cette modification porte sur tous les aspects pour lesquels une telle amélioration doit être apportée dix-huit mois après le lancement ;
- (2) Dix-huit mois après le lancement du FB DA MC de la région Core, les GRTs de la région Core doivent soumettre aux ARN de la région Core une proposition de modification de la présente méthodologie détaillant la méthodologie pour la validation coordonnée, une liste d'éléments du réseau interne (combinés avec les aléas pertinents) à définir comme CNEC, une harmonisation plus poussée de la méthodologie de la clé de calcul de la variation de la production, une approche et une justification pour la sélection de la FRM, et une approche pour l'utilisation des contraintes d'allocation.
- (3) Avec cette modification, les GRT de la région Core visent à détailler la méthodologie de validation coordonnée et à établir un calendrier de préparation technique des outils utilisés dans les processus FB DA CC de la région Core pour l'introduction de la validation coordonnée. La méthodologie proposée permet d'inclure dans la validation coordonnée des éléments de réseau qui ne sont pas des CNEC au sens de l'article 15, paragraphe 1. Ainsi, il est possible d'utiliser de manière cohérente toutes les potentielles actions correctives disponibles afin de garantir la sécurité d'exploitation. En même temps, il est reconnu que l'impact de ces éléments de réseau sur les capacités d'échange entre zones doit être contrôlé conformément à l'article 20, paragraphe 15. Tout *CVA* est plafonné pour garantir un plancher de capacité minimal en termes de pourcentage de RAM_{biv} conformément à l'article 20, paragraphe 4, point g), par rapport à la puissance active maximale admissible par CNEC (F_{max}) conformément à l'article 6, paragraphe 2, point d). Le *CVA* est plafonné de manière à respecter ce plancher, de sorte que toute violation résiduelle de la sécurité d'exploitation est laissée à la validation individuelle. La mise en œuvre de la validation coordonnée est prévue au plus tôt quarante-deux mois après le lancement du FB DA MC de la région Core.
- (4) La fourniture d'une liste d'éléments de réseau interne est reportée à soixante mois après le lancement du FB DA MC de la région Core. En ce qui concerne la liste des éléments de réseau interne, l'ARN allemande BNetzA a de nouveau formé un recours contre une décision de la commission de recours relative à l'article 5. Par conséquent, il faut attendre un nouvel arrêt de la commission avant de fournir la liste des éléments de réseau interne.
- (5) L'harmonisation de la méthodologie de la clé de calcul de la variation de la production est reportée à quarante-deux mois après le lancement du FB DA MC de la région Core.
- (6) L'approche et la justification de la sélection de la FRM sont reportées à soixante mois après le lancement du FB DA MC de la région Core. Toutefois, les valeurs de la FRM à appliquer jusqu'à cette date sont fixées à 10 % de F_{max} .
- (7) Avec cette modification, PSE vise à prolonger la période d'utilisation du courant alternatif de deux années supplémentaires. L'expérience opérationnelle acquise au cours des deux dernières années a prouvé que les contraintes d'allocation sont une mesure efficace pour maintenir le réseau de transport dans les limites de sécurité d'exploitation et ne peuvent être transférées de manière efficiente en flux maximum sur des éléments critiques de réseau, comme le prescrivent les dispositions de l'article 23, paragraphe 3, du règlement CACM. En l'absence d'achat explicite de capacité de réserve, les contraintes d'allocation ont permis d'éviter toute situation d'insé-

curité en Pologne qui n'aurait pas pu être résolue par des moyens opérationnels. En outre, aucune solution n'a été jugée plausible pour être mise en œuvre dans les deux ans suivant la mise en œuvre de l'approche fondée sur les flux dans la région Core, qui aurait un coût global inférieur tout en maintenant le même niveau de sécurité d'exploitation et qui ne nécessiterait pas une révision majeure de l'architecture de marché. Compte tenu du cadre juridique actuel en Pologne, et notamment des responsabilités de PSE en matière de répartition des unités de production raccordées au réseau de transport tout en respectant leurs caractéristiques techniques, les contraintes d'allocation sont le seul moyen de garantir la disponibilité de réserves de capacité d'équilibrage suffisantes en Pologne. Actuellement, le marché d'ajustement en Pologne fait l'objet d'une refonte importante, en vue de renforcer les signaux de prix de l'énergie d'équilibrage et de créer des incitations plus fortes pour des positions équilibrées des responsables de l'équilibrage. En combinaison avec le processus fondé sur le marché prévu pour l'acquisition de réserves de capacité d'équilibrage, cela devrait améliorer la capacité de PSE à gérer l'exploitation sûre du système électrique polonais et peut-être même atténuer le besoin de contraintes d'allocation du processus de couplage des marchés transfrontaliers. La refonte du marché d'équilibrage devrait être mise en œuvre au milieu de l'année 2024. Il s'agit d'un changement très important pour l'ensemble du marché polonais et cette réforme doit être bien préparée et mise à l'épreuve des exigences en matière de sécurité. Pour les raisons susmentionnées, il est nécessaire de prolonger de deux ans l'utilisation des contraintes d'allocation de capacité afin d'acquérir une expérience opérationnelle réelle de la refonte actuelle du marché une fois qu'elle aura été menée à bien.

- (8) Les modifications suivantes poursuivent les objectifs énoncés à l'article 3 du règlement CACM. Plus particulièrement, la validation coordonnée apportera des améliorations en ce qui concerne l'article 3, points b), c), d) et g) du règlement CACM. La validation coordonnée contribue à atteindre les niveaux minimaux de capacité disponible pour les échanges entre zones, conformément à l'article 16, paragraphe 8, du règlement (UE) 2019/943. La validation coordonnée vise à maximiser les capacités d'échange entre zones tout en respectant les limites de la sécurité d'exploitation, contribuant ainsi à accroître le bénéfice pour la collectivité dans le cadre du couplage unique du marché journalier et à sécuriser l'exploitation du système.
- (9) La méthode basée sur les flux dite «évoluée» décrite à l'article 12 a été introduite avec la mise en service de la liaison HVDC ALEGrO entre la Belgique et l'Allemagne. L'expérience opérationnelle de ces dernières années a montré que la méthode actuelle s'accompagne de l'effet indésirable de flux circulaires très fréquents dans le réseau AC à proximité, induits par le calendrier ALEGrO après le DA MC. Ce comportement indésirable est attribué à des éléments de réseau très éloignés, peu sensibles aux échanges ALEGrO dans le contexte de la maximisation des bénéfices pour la collectivité dans le cadre du couplage du marché. On obtient un léger soulagement d'un CNEC restrictif très éloigné en programmant ALEGrO dans le sens contraire du marché, au prix de flux circulaires et d'une pleine charge des CNEC à proximité, ce qui entraîne n-1 violations et l'application de mesures correctives coûteuses dans le cadre de l'exploitation du système en temps réel. Les flux circulaires ont été observés principalement entre les concentrateurs d'offre BE, DE, NL et FR, contrecarrant la sécurité d'exploitation et réduisant les capacités infrajournalières, tout en n'entraînant qu'une augmentation négligeable du bénéfice pour la collectivité dans le couplage du marché journalier. Afin d'éviter un tel comportement des interconnexions HVDC actuels et futurs aux frontières des zones de dépôt des offres de la région Core, les GRT de la région Core visent à introduire un seuil PTDF de zone à zone pour les concentrateurs d'offre virtuels internes dans le contexte de la méthode basée sur les flux dite «évoluée». L'introduction d'un seuil permet d'éviter cet effet indésirable. Le seuil PTDF permet de réduire considérablement l'apparition de flux circulaires et la charge élevée qui en résulte pour les éléments du réseau AC à proximité. Cela signifie qu'il y aura moins de

congestion dans le réseau AC, moins de redispatching, moins de volatilité des valeurs de consignation et moins de besoin de coordination et d'intervention en temps réel, ce qui est bénéfique pour la sécurité d'exploitation. Dans le même temps, des capacités plus élevées pour le calcul de la capacité infrajournalière sont mises à disposition, car les éléments du réseau AC autour de la liaison de courant continu et la liaison de courant continu elle-même ne sont pas entièrement occupés par le DA MC pour un bénéfice très limité en termes dans le journalier. Ainsi, la capacité de transport globale à travers toutes les périodes est maximisée, ce qui devrait s'accompagner d'une augmentation du bénéfice pour la collectivité.

- (10) Aux bonnes fins de la présente troisième modification de la méthodologie pour le calcul de la capacité journalière définie par les GRT de la région Core, les termes utilisés dans ce document ont la même signification que dans les définitions du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 relatif au marché intérieur de l'électricité, de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE (refonte), du règlement (UE) de la Commission 2015/1222 du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion (règlement CACM), du règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme (règlement FCA), du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (règlement EB) et du règlement (UE) no 543/2013 de la Commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil et que dans les définitions énoncées à l'article 2 de l'Annexe I de la décision n° 02/2019 de l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie du 21 février 2019 concernant la proposition relative à la conception régionale de la méthodologie commune pour le calcul de la capacité journalière et infrajournalière élaborée par les GRT de la CCR Core.

Article 1

Mise en œuvre de la validation coordonnée

1. L'article 2. Définitions et interprétation est modifié en incluant de nouveaux numéros 77 comme suit:

«77. «circonstance» désigne une combinaison de positions nettes qui est réalisable conformément à la capacité d'échange entre zones utilisée pour la phase de validation respective. Une circonstance comprend au moins les zones de dépôt des offres de la région Core et, lorsque le couplage hybride avancé (AHC) est appliqué, les concentrateurs d'offre virtuels externes respectifs. Elle peut également contenir des zones de dépôt des offres de contreparties techniques.»
2. L'article 4. Procédure de calcul de la capacité journalière est modifié en mettant à jour le paragraphe 8, étape 8 comme suit:

«Conformément à l'article 20, les GRT de la région Core et le CCC valident la RAM_{bv} dans le cadre d'une validation coordonnée, calculent la RAM avant validation individuelle (RAM_{biv}), valident la RAM_{biv} dans le cadre d'une validation individuelle et diminuent la RAM lorsque la sécurité d'exploitation est compromise, ce qui donne la (RAM_{bn} avant les nominations à long terme (AAA));»

3. L'article 6. Méthodologie relative aux limites de sécurité d'exploitation est modifié comme suit:

La note de bas de page 1 doit être remplacée et lue comme suit:

«¹ Les incertitudes dans le calcul de la capacité sont couvertes pour chaque CNEC par la marge de fiabilité du flux (*FRM*) conformément à l'article 8 et par les valeurs d'ajustement conformément à l'article 20.»

Le paragraphe 2, point f) doit être remplacé et lu comme suit:

«"f) le CCC fixe par défaut le facteur de puissance $\cos(\varphi)$ à 1 en partant de l'hypothèse que le CNE n'est chargé que par la puissance active et que la part de la puissance réactive est négligeable (c'est-à-dire $\varphi = 0$). Si la part de la puissance réactive n'est pas négligeable, un GRT peut prendre en compte cet aspect au cours de la phase de validation individuelle conformément à l'article 20.»

4. L'article 10. Méthodologie relative aux actions correctives dans le calcul de la capacité journalière est modifié en mettant à jour le paragraphe 4 comme suit:

“4. Pour les besoins de la NRAO, tous les GRT de la région Core communiquent au CCC toutes les actions correctives non coûteuses disponibles prévues et, pour les besoins de la validation coordonnée de la capacité, tous les GRT de la région Core communiquent au CCC toutes les actions correctives coûteuses et non coûteuses disponibles prévues.»

5. L'article 14. Calcul initial fondé sur les flux est modifié en mettant à jour le paragraphe 3, point a) comme suit:

«3a. Pour les éléments de réseau avec des aléas provenant de contreparties techniques conformément à l'Article 20, paragraphe 6, point a), les étapes décrites aux paragraphes 1 à 3 sont exécutées par le CCC afin de permettre à la contrepartie technique, sous réserve de l'Article 13, paragraphe 2, de soumettre, le cas échéant, les éléments de réseau avec des aléas pour la liste finale des CNEC lors de la validation coordonnée et de la validation individuelle. Avant cela, les éléments de réseau avec des aléas provenant de contreparties techniques ne doivent pas être considérés comme des contraintes à la formulation du domaine fondé sur les flux, ni à la NRAO.»

6. L'article 17. Ajustement pour atteindre la RAM minimale est modifié en mettant à jour le paragraphe 1 comme suit:

“1. Pour répondre à l'exigence de l'article 21, paragraphe 1, point b), ii) du règlement CACM, les GRT de la région Core veillent à ce que la *RAM* de chaque CNEC déterminant la capacité d'échange entre zones ne soit jamais inférieur à une *RAM* minimale, sauf en cas de réductions de validation telles que définies à l'article 20.»

7. L'article 18. Inclusion des capacités attribuées à long terme (LTA) est modifié en mettant à jour le paragraphe 5a comme suit:

«5a. Lorsque l'approche LTA étendue est appliquée, les GRT de la région Core peuvent en outre suivre les étapes décrites aux paragraphes 2 à 5 dans le seul but de rendre disponible un domaine fondé sur les flux, avec l'inclusion de la LTA comme donnée d'entrée pour la validation coordonnée et individuelle, comme décrit aux articles 19 et 20.»

8. L'article 20. Validation des paramètres fondés sur les flux est modifié comme suit:

Le paragraphe (3) est remplacé et lu comme suit:

“3. «Dans le cadre du processus de validation de la capacité d'échange entre zones, les GRT de la région Core partagent des informations concernant l'ensemble des actions correctives disponibles attendues dans la CCR Core, qu'elles soient coûteuses ou non, définies conformément à l'article 22 du règlement SO. Dans le cas où la capacité d'échange entre zones entraînerait une violation de la sécurité d'exploitation, tous les GRT de la région Core doivent, en coopération avec le CCC, vérifier si une telle violation peut être évitée grâce à la mise en application d'actions correctives. Dans le cadre de ce processus, le CCC se coordonne avec les CCC voisins et, éventuellement, avec les contreparties techniques, en ce qui concerne l'utilisation des actions correctives ayant un impact sur les CCR voisines et, éventuellement, sur les contreparties techniques. Pour ces CNEC où les actions correctives disponibles ne suffisent pas à éviter la violation de la sécurité d'exploitation, les GRT de la région Core peuvent alors, en coopération avec le CCC, réduire $RAM_{bv,LTAmargin}$ ou $RAM_{bv,noLTAmargin}$ jusqu'à la valeur maximale qui permet d'éviter un tel manquement.» Cette réduction est appelée «ajustement de la validation coordonnée» (CVA) et la RAM ajustée est appelée «RAM avant validation individuelle» (RAM_{biv}).»

Le paragraphe 4 est remplacé et lu comme suit:

“4. La validation coordonnée visée au paragraphe 3 est mise en œuvre progressivement. Au cours des quarante-deux premiers mois suivant la mise en œuvre de cette méthodologie conformément à l'article 28, paragraphe 3, la validation coordonnée peut être limitée à l'échange d'informations sur les actions correctives disponibles (non coûteuses et coûteuses) dans la CCR Core et aux conseils d'un CCC à des GRT individuels sur la base de son expérience opérationnelle. Au bout de quarante-deux mois, la procédure simplifiée est remplacée par une analyse complète conformément aux paragraphes 4a à 4h.

4a. L'étape du processus de validation coordonnée dans la CCR Core, telle que définie au paragraphe 4, phrase 3, est exécutée par le CCC et les GRT de la région Core et, éventuellement, par les contreparties techniques conformément à l'article 13, paragraphe 2, selon la procédure suivante:

Étape 1. Le CCC utilise les données d'entrée conformément au paragraphe 4b;

Étape 2. Le CCC sélectionne, conformément au paragraphe 4c, les circonstances, qui sont des résultats possibles du marché, à évaluer pour déterminer si le réseau électrique pourrait les prendre en charge en tenant compte des exigences de sécurité d'exploitation;

Étape 3. Le CCC analyse les circonstances sélectionnées en fonction des critères visés au paragraphe 4d et en appliquant la méthode d'optimisation des mesures correctives visée au paragraphe 4e;

Étape 4. Le CCC, en coordination avec les GRT de la région Core et éventuellement les contreparties techniques conformément à l'article 13, paragraphe 2, détermine le CVA conformément au paragraphe 4f;

Étape 5. Le CCC calcule le RAM_biv conformément au paragraphe 4g;

Étape 6. Le CCC diffuse les résultats des étapes 2, 3, 4 et 5 conformément au paragraphe 4h pour permettre aux GRT de la région Core et aux contreparties techniques conformément à l'article 13, paragraphe 2, de les prendre en compte dans l'étape du processus de validation individuelle;

4b. Le CCC fonde la validation coordonnée complète sur les données d'entrée suivantes:

a) le domaine de la capacité d'échange entre zones basé sur les paramètres fondés sur les flux avant validation conformément à l'article 19 et, en cas d'application de l'approche LTA étendue conformément à l'article 18, paragraphe 1a), point b), le domaine de la LTA;

b) le CGM;

c) l'ensemble des actions correctives disponibles attendues dans la CCR Core, qu'elles soient coûteuses ou non, et éventuellement dans les zones de contrôle des contreparties techniques conformément à l'article 13, paragraphe 2, définies conformément à l'article 22 du règlement SO. Il peut s'agir d'actions correctives provenant de zones de dépôt des offres situées en dehors de la CCR Core, sous réserve d'un alignement avec les GRT de raccordement respectifs. La probabilité que les actions correctives soient disponibles selon les hypothèses de modélisation peut être prise en considération lors de la mise à disposition des actions correctives;

d) une liste d'éléments de réseau et d'aléas à prendre en compte lors de l'évaluation de la sécurité d'exploitation. Chaque GRT de la région Core et éventuellement chaque contrepartie technique en vertu de l'article 13, paragraphe 2, fournit cette liste au CCC. Tout élément de réseau du CGM dont le niveau de tension est supérieur ou égal à 220 kV peut être pris en considération. Les propriétés standard de ces éléments de réseau prévoient qu'ils ne doivent pas être surchargés après une validation coordonnée par rapport à leurs limites de sécurité d'exploitation. Chaque GRT de la région Core et éventuellement chaque contrepartie technique en vertu de l'article 13, paragraphe 2, peut définir deux paramètres pour modifier les propriétés de chaque élément de réseau. Premièrement, le flux maximal d'un élément de réseau peut être augmenté. Deuxièmement, un élément de réseau peut être spécifié en tant qu'élément de réseau analysé. Les éléments de réseau analysés ne doivent pas être surchargés, ou ne doivent pas subir de surcharge supplémentaire, conformément aux spécifications du paragraphe 4d.

Les GRT de la région Core peuvent décider que le CCC fonde la validation coordonnée complète sur d'autres données d'entrée, tant que cela reste dans les limites de l'article 3 points b), c) et d) du CACM. Les GRT de la région Core peuvent modifier les paramètres et les seuils de la donnée d'entrée lorsque celle-ci aurait un

impact significatif sur la CZC correspondante, tant que cela reste dans les limites de l'article 3 points b), c) et d) du CACM. Le CCC établit un rapport trimestriel sur la configuration initiale et sur toute modification de la donnée d'entrée ou de ses paramètres et seuils, ainsi que sur son impact et fournit une justification appropriée. Le CCC annonce également publiquement cette modification au moins deux jours ouvrés avant qu'elle n'entre en vigueur.

4c. Le CCC sélectionne séparément au moins une circonstance pour chaque DA CC MTU, qui sera analysée dans le cadre de la validation coordonnée telle que décrite au paragraphe 4, phrase 3. Le nombre de circonstances est suffisamment important compte tenu du temps disponible pour effectuer la validation coordonnée et de la complexité de l'analyse par circonstance conformément au paragraphe 4e. Au cours de la mise en œuvre de la validation coordonnée telle que définie au paragraphe 4, phrase 3, les GRT de la région Core et éventuellement les contreparties techniques conformément à l'article 13, paragraphe 2 doit:

a) trouver un compromis justifié entre la complexité de l'analyse et le nombre de circonstances;

b) définir des critères de sélection des circonstances. Les GRT de la région Core peuvent modifier les critères après leur mise en œuvre pour faire face à l'évolution des conditions techniques ou de marché, tant que cela reste dans les limites de l'article 3 points b), c) et d) du CACM. Le CCC établit un rapport trimestriel sur toute modification des critères, ainsi que sur son impact et fournit une justification appropriée.

Les échanges aux frontières des zones de dépôt des offres en dehors de la région Core via l'AHC sont traités de la même manière que les échanges aux frontières de la région Core lors de la définition et de la sélection des circonstances. Les échanges aux frontières avec des contreparties techniques peuvent, éventuellement, être pris en compte dans la sélection des circonstances.

4d. Lors de l'analyse d'une circonstance, le CCC doit utiliser le CGM et appliquer le calcul du flux de charge et l'analyse des aléas. Les positions nettes des zones de dépôt des offres dans le CGM sont reportées vers les positions nettes de la circonstance. Ce report se fait en principe en utilisant la clé de calcul de la variation de la production conformément à l'article 9. Un écart par rapport à la clé de calcul de la variation de la production est autorisé, dans la mesure où l'injection des générateurs est modifiée, afin d'éviter une violation des limites techniques des générateurs. La potentielle action corrective liée à un nouveau redispatching doit être ajustée pour refléter les modifications de redispatching entre le CGM et la circonstance.

Pour chaque circonstance de chaque DA CC MTU, le flux maximal admissible sur chaque élément de réseau analysé est, si nécessaire, augmenté de telle sorte que la différence entre le flux maximal admissible et le flux post-aléa dans la circonstance précédant l'optimisation des actions correctives conformément au paragraphe 4e soit au moins aussi importante qu'un seuil, qui est fixé conformément à la procédure décrite au paragraphe 4b.

4e. Le CCC procède à une optimisation de l'AR afin de déterminer, pour chaque circonstance de chaque DA CC MTU, dans quelle mesure cette circonstance pourrait être réalisée du point de vue de la sécurité d'exploitation. La circonstance peut être entièrement réalisée si toutes les violations de la sécurité d'exploitation qui

pourraient se produire après le report du CGM par rapport à la circonstance conformément au paragraphe 4c, et compte tenu des éléments, des aléas et des propriétés du réseau spécifiés conformément au paragraphe 4b point d), peuvent être entièrement éliminées par l'application d'actions correctives. Si la circonstance ne peut être réalisée sans violation des contraintes de sécurité d'exploitation, l'optimisation de l'action corrective doit déterminer l'étendue de cette violation. L'optimisation de l'action corrective détermine en outre une circonstance alternative qui est aussi similaire que possible à la circonstance initiale, mais qui peut être mise en œuvre sans enfreindre les contraintes de sécurité d'exploitation.

L'optimisation des actions correctives prend en compte les mêmes types d'actions correctives que ceux utilisés dans le processus ROSC de la CCR Core, qui met en œuvre la méthodologie élaborée conformément à l'article 76, paragraphe 1, du règlement SO, ou dans d'autres processus de planification de la gestion des contraintes réseau des GRT de la région Core ou, éventuellement, des contreparties techniques. Afin de limiter la complexité de l'optimisation des actions correctives et conformément aux exigences et obligations énoncées au paragraphe 4b, les GRT de la région Core et, éventuellement, les contreparties techniques peuvent ajuster les données d'entrée de la validation coordonnée pour refléter l'effet estimé des procédures de planification de la gestion des contraintes réseau, tout en respectant les contraintes de sécurité d'exploitation. Ces ajustements peuvent notamment consister à ignorer des éléments de réseau ou à autoriser une certaine surcharge. L'optimisation des actions correctives prend en compte les actions correctives préventives et curatives, avec un partage total ou partiel du bénéfice des actions correctives.

L'optimisation des actions correctives est spécifiée de manière à ce que l'utilisation des actions correctives précède une réduction dans la mesure nécessaire à la réalisation de la circonstance. L'optimisation des actions correctives est conçue en cohérence avec l'approche visant à déterminer les limites de la CZC conformément au paragraphe 4f.

Les GRT de la région Core peuvent utiliser les moyens suivants pour assouplir ou limiter l'optimisation des actions correctives:

- a) Éviter des limitations inutilement strictes, les GRT de la région Core peuvent spécifier des paramètres d'optimisation. Il peut s'agir, entre autres, d'ignorer les faibles sensibilités des charges sur les éléments de réseau en ce qui concerne les actions correctives et/ou les échanges entre zones;
- b) Prendre en compte les contraintes du processus ROSC de la CCR Core, qui met en œuvre la méthodologie élaborée conformément à l'article 76, paragraphe 1, du règlement SO, ou dans d'autres processus de planification de la gestion des contraintes réseau des GRT de la région Core ou, éventuellement, des contreparties techniques, les GRT de la région Core et éventuellement les contreparties techniques peuvent spécifier des limites sur le nombre d'actions correctives et/ou sur le volume total de redispatching qui peut être appliqué simultanément. Ces limites peuvent être spécifiées pour des sous-ensembles d'actions correctives.
- c) Les GRT de la région Core peuvent définir la fonction objective de manière à minimiser l'étendue des violations de la sécurité d'exploitation et/ou à maximiser la mesure dans laquelle les échanges entre zones correspondent aux circonstances.

4f. Si une ou plusieurs circonstances relatives à un DA CC MTU ne peuvent être pleinement réalisées, le CCC limite la capacité d'échange entre zones de manière à ce que la charge de ligne maximale sur les éléments de réseau qui entraînerait des violations de la sécurité d'exploitation en toute circonstance soit réduite pour respecter les limites de la sécurité d'exploitation. Les CNEC avec *CVA* appliqué doivent être suffisamment efficaces pour réduire la charge des éléments de réseau sur lesquels les limites de sécurité d'exploitation seraient dépassées en l'absence de *CVA*.

Si plusieurs circonstances conduisent à un *CVA* dans un DA CC MTU donné, le *CVA* final par CNEC représente le maximum de toutes les circonstances.

Les GRT de la région Core prennent en compte un plancher de capacité minimal en termes de pourcentage de RAM_{biv} par rapport à la puissance active maximale admissible par CNEC (F_{max}) conformément à l'article 6, paragraphe 2, point d). Le *CVA* est plafonné de manière à respecter ce plancher, de sorte que toute violation résiduelle de la sécurité d'exploitation est laissée à la validation individuelle.

Sous réserve d'un alignement préalable avec les autres GRT principaux, le CCC et, éventuellement, les contreparties techniques, qui ont tenté de résoudre les raisons du rejet, un GRT de la région Core peut rejeter de manière justifiée la totalité du *CVA* résultant d'une ou de plusieurs circonstances dans une ou plusieurs DA CC MTU. En cas de rejet, le *CVA* final est recalculé comme si aucun *CVA* n'avait résulté des circonstances rejetées.

4g. Le CCC calcule pour chaque CNEC:

- (a) le *RAM* avant la validation individuelle comme suit;

$$\overrightarrow{RAM}_{biv,LTAmargin} = \overrightarrow{RAM}_{bv,LTAmargin} - \overrightarrow{CVA}$$

Équation 19c

- (b) dans le cas où l'approche LTA étendue conformément à l'Article 18(1a) point b), est appliquée, le *RAM* avant validation comme suit:

$$\overrightarrow{RAM}_{biv,noLTAmargin} = \overrightarrow{RAM}_{bv,noLTAmargin} - \overrightarrow{CVA}$$

Équation 19d

4 h. Le CCC partage avec chaque GRT de la région Core et chaque contrepartie technique conformément à l'article 13, paragraphe 2, toutes les informations nécessaires pour assurer la cohérence de la validation individuelle ultérieure avec la validation coordonnée. Ces informations comprennent au moins les circonstances analysées, les actions correctives appliquées et, le cas échéant, les violations de la sécurité d'exploitation restantes après validation coordonnée.

Le paragraphe 5 point b) est remplacé et lu comme suit:

«b) lorsque toutes les actions correctives coûteuses et non coûteuses disponibles ne sont pas suffisantes pour assurer la sécurité d'exploitation; en tenant compte de l'analyse effectuée par le CCC conformément au paragraphe 4 et en se coordonnant avec le CCC si nécessaire;»

Le paragraphe 14 est remplacé et lu comme suit:

“14. Le rapport trimestriel doit aussi comprendre les informations agrégées suivantes:

- a) des statistiques sur le nombre, les causes, le volume des réductions appliquées par les différents GRT ainsi que la perte estimée du surplus économique;
- b) des mesures générales pour éviter des réductions de la capacité d'échange entre zones à l'avenir;
- c) les modifications des données d'entrée, des paramètres ou des seuils de la validation coordonnée visée au paragraphe 4, point b).»

Le paragraphe 15 est remplacé et lu comme suit:

“15. Lorsque la capacité est réduite pour des limites de la sécurité d'exploitation d'un GRT de la région Core donné dans plus de 1 % des DA CC MTU du trimestre analysé, le GRT concerné fournit au CCC un rapport détaillé et un plan d'action décrivant comment ces écarts devraient être atténués et résolus à l'avenir. Ce rapport et ce plan d'action sont joints en annexe au rapport trimestriel.»

9. L'article 22. Procédure de repli du calcul des capacités journalières est modifié en mettant à jour le paragraphe b) comme suit:

«b) dans les cas où le calcul de capacité journalière ne parvient pas à fournir les paramètres fondés sur les flux en trois heures consécutives ou plus, les GRT de la région Core définissent les paramètres manquants en calculant les paramètres fondés sur les flux par défaut. Ce calcul est également appliqué s'il se révèle impossible de couvrir les paramètres manquants conformément au point a) ou dans la situation décrite à l'article 20, paragraphe 9». Le calcul des paramètres fondés sur les flux par défaut repose sur les capacités attribuées à long terme fournies par les GRT conformément à l'article 4, paragraphe 4, point a). Les capacités sur les frontières de la zone de dépôt des offres bilatérales de la région Core et les frontières de l'AHC sont définies sur la base de la capacité LTA pour chaque frontière de zone de dépôt des offres orientée:»

10. L'article 25. Publication des données est modifié en y ajoutant le paragraphe 8 comme suit:

«8. «Toute modification des seuils conformément à l'article 12, paragraphe 4 doit être notifiée publiquement au moins deux semaines avant son entrée en vigueur. La notification doit au moins comprendre les éléments suivants:

- a. le seuil actuellement appliqué;
- b. la date d'entrée en vigueur du nouveau seuil;
- c. la valeur du nouveau seuil; et
- d. une justification valable de la modification.»

11. L'article 27. Surveillance, déclaration et information des autorités de régulation de la région Core, paragraphe 5 est modifié comme suit:

“5. Le CCC, avec l'appui des GRT de la région Core, le cas échéant, rédige et publie un rapport trimestriel répondant aux obligations de rapport définies aux articles 7, 12, 20, 25 et 28 de la présente méthodologie:

- (a) conformément à l'article 7, paragraphe 3, point b), le CCC recueille tous les rapports analysant l'efficacité des contraintes d'allocation pertinentes, reçus des GRT concernés au cours de la période couverte par le rapport, et les annexe au rapport trimestriel.
- (b) conformément à l'article 20, paragraphe 13, point f), le CCC fournit toutes les informations sur les réductions de la capacité d'échange entre zones, accompagnées, le cas échéant, d'une analyse détaillée des GRT concernés.
- (c) conformément à l'article 28, paragraphe 3, au cours de la mise en œuvre de cette méthode, les GRT de la région Core rendent compte de leur surveillance continue des effets et des performances relatifs à l'application de cette méthodologie.
- (d) conformément à l'article 25, paragraphe 2, point g), les GRT de la région Core rendent compte des flux résultant des positions nettes provenant du SDAC sur chaque CNEC, ainsi que de la contrainte externe des paramètres finaux fondés sur les flux.
- (e) conformément à l'article 12, paragraphe 4, les GRT de la région Core rendent compte de l'écart de bénéfice économique pour la collectivité provoqué par l'introduction d'un seuil de PTDF non nul.»

Article 2

Modification relative à l'harmonisation de l'approche d'évaluation de la FRM

1. L'article 8. Méthodologie relative à la marge de fiabilité est modifié comme suit:

Le paragraphe 7 est remplacé et lu comme suit:

“7. Au plus tard soixante mois après la mise en œuvre de cette méthodologie conformément à l'article 28, paragraphe 3, les GRT de la région Core effectuent conjointement le premier calcul de la FRM conformément à la méthodologie décrite ci-dessus et sur la base des données couvrant au moins la première année d'application de cette méthodologie. Dans le même délai, tous les GRT de la région Core soumettent à toutes les autorités de régulation de la région Core une proposition de modification de cette méthodologie conformément à l'article 9, paragraphe 13, du règlement CACM, ainsi que les documents justificatifs visés au paragraphe 9 ci-dessus. La proposition de modification inclut une approche et une justification pour la sélection de la FRM dans l'intervalle entre les estimations inférieure et supérieure ainsi que les étapes suivantes possibles pour améliorer le processus afin de s'approcher au maximum de la valeur réelle de la FRM.»

Le paragraphe 10 est remplacé et lu comme suit:

“10. Jusqu'à ce que la proposition de modification de cette méthodologie, conformément au paragraphe 7, ait été approuvée par toutes les autorités de régulation de la région Core, les GRT de la région Core utiliseront les valeurs FRM égales à 10 % de F_{max} conformément à l'article 6, paragraphe 2.»

Article 3

Méthodologie relative aux contraintes d'allocation

1. L'article 7. Méthodologie relative aux contraintes d'allocation est modifié comme suit:

Le paragraphe (3) est remplacé et lu comme suit:

«3. Les contraintes externes peuvent être utilisées par un GRT de la région Core figurant à l'annexe 1 pendant une période de transition de quatre ans suivant la mise en œuvre de la présente méthodologie conformément à l'article 28, paragraphe 3, et conformément aux raisons et à la méthodologie de calcul des contraintes externes telles que spécifiées à l'annexe 1 de la présente méthodologie. Au cours de cette période de transition, les GRT de la région Core concernés doivent:

- (a) évaluer les contraintes externes conformément à l'annexe 1 et, en tout état de cause, au moins sur une base trimestrielle, et publier les résultats de l'analyse sous-jacente;
- (b) si la contrainte extérieure a un prix fictif non nul pendant plus de 0,1 % des heures d'un trimestre, fournir au CCC un rapport analysant: (i) pour chaque DA CC MTU lorsque la contrainte extérieure a un prix fictif non nul, la perte de surplus économique due à la contrainte extérieure et l'efficacité de la contrainte d'allocation pour empêcher la violation des limites de sécurité d'exploitation sous-jacentes et (ii) les solutions alternatives pour respecter les limites de sécurité d'exploitation sous-jacentes. Le CCC joint ce rapport en annexe au rapport trimestriel mentionné à l'article 27, paragraphe 5;
- (c) le cas échéant et lorsqu'elles sont plus efficaces, mettre en œuvre les solutions alternatives visées au point b).»

Le paragraphe 4 est remplacé et lu comme suit:

«4. Si les GRT de la région Core concernés n'ont pas pu trouver et mettre en œuvre les solutions alternatives visées au paragraphe précédent, ils peuvent, au plus tard quarante-deux mois après la mise en œuvre de cette méthodologie conformément à l'article 28, paragraphe 3, avec tous les autres GRT de la région Core, soumettre à toutes les autorités de régulation de la région Core une proposition de modification de cette méthodologie conformément à l'article 9, paragraphe 13, du règlement CACM. Une telle proposition comprend les éléments suivants:»

Le paragraphe 9 est ajouté et lu comme suit:

«9. Si un ou plusieurs GRT de la région Core prévoient d'appliquer des contraintes externes, visées à l'article 7, paragraphe 1, les GRT de la région Core concernés, ainsi que tous les autres GRT de la région Core, soumettent à toutes les autorités de régulation de la région Core une proposition de modification de cette méthodologie conformément à l'article 9, paragraphe 13, du règlement CACM. Une telle proposition comprend les éléments suivants :

- a) la justification technique et juridique de la nécessité d'utiliser une contrainte externe indiquant les limites de sécurité d'exploitation sous-jacentes et la raison pour laquelle elles ne peuvent pas être transformées efficacement en I_{max} et F_{max} ;
- b) la méthodologie d'évaluation des contraintes externes, y compris la fréquence de réévaluation.»

2. L'Article 23. Calcul de l'ATC pour la procédure de repli du couplage unique journalier (SDAC) est modifié en mettant à jour le paragraphe 3(c) comme suit:

c) si elles sont définies, les contraintes d'allocation globales sont supposées contraindre les positions nettes essentielles conformément à l'article 7, paragraphe 6, et sont décrites selon la méthodologie décrite à l'article 18, paragraphe 2. Ces contraintes sont ajustées pour tenir compte des capacités d'échange entre zones offertes sur les frontières des zones de dépôt des offres en dehors de la région Core restantes.»

3. Annexe 1: La justification de l'utilisation et la méthodologie de calcul des contraintes externes sont modifiées en conséquence.

Le titre de l'annexe 1 est remplacé et lu comme suit:

«Annexe 1: Liste des GRT de la région Core, justification de recours aux contraintes externes et méthodologie de calcul de celles-ci»

Le contenu de l'annexe 1 est remplacé et lu comme suit:

«Les GRT de la région Core suivants peuvent recourir aux contraintes externes:
1: Pologne – PSE

La section suivante décrit en détail la justification de recours aux contraintes externes par les GRT de la région Core et la méthodologie actuellement utilisée pour concevoir et mettre en œuvre ces contraintes externes. L'interprétation juridique des conditions d'éligibilités à l'utilisation de contraintes externes et la description de leur contribution aux objectifs du règlement CACM sont incluses dans le document explicatif.

1. Pologne:

PSE peut utiliser une contrainte externe pour limiter l'importation et l'exportation de la zone de dépôt des offres polonaise.

Justification technique et juridique

La mise en œuvre des contraintes externes par PSE est liée au dispositif de programmation intégré appliqué en Pologne (également appelé modèle de dispatching centralisé) et à la manière dont la capacité de réserve est assurée par PSE. Dans le cadre juridique actuel de la Pologne, il n'existe pas de procédure explicite d'achat de réserves de capacité d'équilibrage, ce qui crée une différence significative entre la Pologne et les autres pays de la CCR Core quant à l'approche à adopter pour garantir la disponibilité des réserves de production. Par conséquent, la seule façon pour la Pologne de garantir une capacité de production suffisante consiste à recourir aux contraintes d'allocation et à fixer une limite à la quantité d'électricité pouvant être importée ou exportée dans le cadre de la SDAC. Les contraintes d'allocation de capacité sont un moyen prescrit par la loi, défini par le règlement CACM (art. 23, paragraphe 3, et art. 21, paragraphe 1, point a), ii) du règlement CACM). Dans un modèle de dispatching centralisé, afin d'équilibrer production et demande et d'assurer la sécurité de l'approvisionnement électrique, le GRT programme les unités de production en tenant compte de leurs contraintes opérationnelles, de leurs contraintes de transport et de leurs besoins de capacité de réserve. Le dispatching s'effectue dans le cadre d'un dispositif de programmation intégré où il est traité comme un problème d'optimisation unique appelé « procédure centralisée d'optimisation sous contrainte de sécurité » (SCUC) et « programmation économique sous contrainte de sécurité » (SCED)

Le dispositif de programmation intégré commence après le calcul de la capacité J-

2 et la SDAC, et se poursuit jusqu'au passage au temps réel. Cela signifie que la capacité de réserve n'est pas bloquée par le GRT avant la SDAC, et qu'elle n'est en fait pas retirée du marché de gros et de la SDAC. Toutefois, si les fournisseurs de services d'ajustement (unités de production) vendaient déjà trop d'électricité sur le marché journalier en raison d'importantes exportations, ils pourraient ne pas être en mesure de fournir la capacité de réserve à la hausse ou à la baisse dans le cadre du dispositif de programmation intégré.[1]

Dans le cadre du dispositif de programmation intégré susmentionné, les unités de production connectées au réseau de transport sont dispatchées par PSE dans le but de respecter les accords d'achat d'électricité conclus entre les acteurs du marché sur le marché de gros, tout en minimisant les coûts globaux de l'approvisionnement énergétique. Ce faisant, PSE est tenu de respecter les conditions d'exploitation du système électrique, ainsi que les caractéristiques techniques des unités de production, tant au niveau des unités de production individuelles qu'au niveau des centrales électriques.

Les contraintes d'allocation servent donc à restreindre les fournisseurs de services d'ajustement qui vendent trop d'énergie sur le marché journalier, afin de garantir et d'imposer qu'ils seront en mesure de fournir une capacité de réserve suffisante dans le cadre du dispositif de programmation intégré qui est appliqué après le marché journalier. Cette limitation ne peut pas être efficacement exprimée en la traduisant en capacités de transfert d'éléments de réseau critiques offerts sur le marché. Si cette limite devait se refléter sous la forme d'un ajustement approprié des capacités d'échange entre zones proposées par PSE, alors PSE devrait deviner la direction la plus probable du marché (importations et/ou exportations sur certaines interconnexions) et réduire en conséquence les capacités d'échange entre zones en fonction de cette direction. Dans l'approche fondée sur les flux, cette démarche devrait être effectuée pour chaque CNEC sous la forme de réductions de la RAM. Toutefois, du point de vue des acteurs du marché, en raison des incertitudes inhérentes aux résultats du marché, une telle approche comporte le risque d'une répartition sous-optimale des contraintes d'allocation sur les différentes interconnexions: surestimation sur une interconnexion et sous-estimation sur l'autre, ou vice versa. En outre, ces réductions de la RAM limiteraient les échanges entre zones pour toutes les frontières des zones de dépôt des offres ayant un impact sur les CNEC polonais (c'est-à-dire les flux de transit), alors que la contrainte d'allocation n'a d'impact que sur l'importation ou l'exportation de la zone de dépôt des offres polonaise, les échanges des autres zones de dépôt des offres n'étant pas affectés.

Les contraintes d'allocation sont appliquées dans le processus d'allocation journalière, avec des valeurs déterminées en J-1, pour chaque heure individuellement, sur la base de l'analyse de l'adéquation de la production pour cette heure. Elles sont déterminées pour l'ensemble du système électrique polonais, ce qui signifie qu'elles sont applicables simultanément à l'égard de toutes les CCR avec lesquelles PSE a au moins une frontière de zone de dépôt des offres (c'est-à-dire Core, Baltique et Hansa). Cette solution est la plus efficace en ce qui concerne l'application des contraintes externes. La prise en compte des contraintes séparément dans chaque CCR obligerait PSE à diviser les contraintes externes globales en sous-valeurs liées à chaque CCR, ce qui serait moins efficace que le maintien de la valeur globale. Par ailleurs, aux heures où la Pologne n'est plus en mesure d'importer plus d'électricité compte tenu des exigences minimales de capacité de réserve à la baisse, ou lorsque la Pologne n'est plus en mesure d'exporter plus d'électricité compte tenu des exigences de capacité de réserve à la hausse, l'infrastructure de transport polonaise reste toujours disponible aux échanges transfrontaliers entre les autres zones de dépôt des offres et entre les différentes RCC.

^[1] Cette conclusion vaut également pour la disponibilité d'une capacité d'équilibrage à la baisse, qui serait mise en danger si les fournisseurs de services d'ajustement (unités de production) vendaient trop peu d'électricité sur le marché journalier en raison d'importations trop importantes.

Méthodologie d'évaluation des contraintes externes

Lors de la détermination des contraintes externes, PSE prend en compte les informations les plus récentes sur les caractéristiques techniques des unités de production, la charge prévue du système électrique, les marges de réserve minimales requises dans l'ensemble du système électrique polonais pour garantir la sécurité de l'exploitation, ainsi que les contrats à terme d'importation ou d'exportation devant être respectés sur les échéances précédentes d'allocation de la capacité.

Les contraintes externes sont bidirectionnelles, avec des valeurs indépendantes pour chaque DA CC MTU, et séparément pour les directions import vers la Pologne et export depuis la Pologne.

Pour chaque heure, les contraintes sont calculées selon les équations ci-dessous:

$$EXPORT_{constraint} = P_{CD} - (P_{NA} + P_{ER}) + P_{NCD} - (P_L + P_{UPres}) \quad (1)$$

$$IMPORT_{constraint} = P_L - P_{DOWNres} - P_{CDMin} - P_{NCD} \quad (2)$$

Où:

P_{CD}	Somme des capacités de production disponibles des unités centralisées telles que déclarées par les producteurs ¹
P_{CDMin}	Somme des minima techniques des unités de production disponibles pour le dispatching centralisé
P_{NCD}	Somme des horaires des unités de production non centralisées, telles que fournies par les producteurs (pour la production renouvelable intermittente dépendante des conditions météorologiques: prévue par PSE)
P_{NA}	Production non disponible en raison de contraintes de réseau (indisponibilité planifiée et/ou des congestions anticipées)
P_{ER}	Ajustement pour indisponibilité des unités de production résultant de problèmes non déclarés par les producteurs, prévue par PSE en raison de circonstances exceptionnelles (par exemple, refroidissement ou maintenances prolongées)
P_L	Demande prévue par PSE
P_{UPres}	Réserve minimale pour réglage à la hausse
$P_{DOWNres}$	Réserve minimale pour réglage à la baisse

¹ Il est remarqué que les unités de production maintenues hors du marché sur la base de contrats de réserves stratégiques avec le GRT ne sont pas prises en compte dans ce calcul.

À titre d'exemple, le processus de détermination pratique des contraintes externes pour le calcul de la capacité journalière est illustré ci-dessous aux figures 1 et 2. Les figures illustrent la manière dont une prévision du bilan de puissance polonais pour chaque heure de la journée de livraison est élaborée par PSE dans la matinée de J-1 afin de déterminer les réserves en capacités de production disponibles pour les exportations et importations potentielles, respectivement, pour le marché journalier.

Une contrainte externe dans la direction export est applicable si D_{Export} est inférieur à la somme des capacités d'échange entre zones sur toutes les interconnexions polonaises dans la direction export. Une contrainte externe dans la direction import est applicable si D_{Import} est inférieur à la somme des capacités d'échange entre zones sur toutes les interconnexions polonaises dans la direction import.

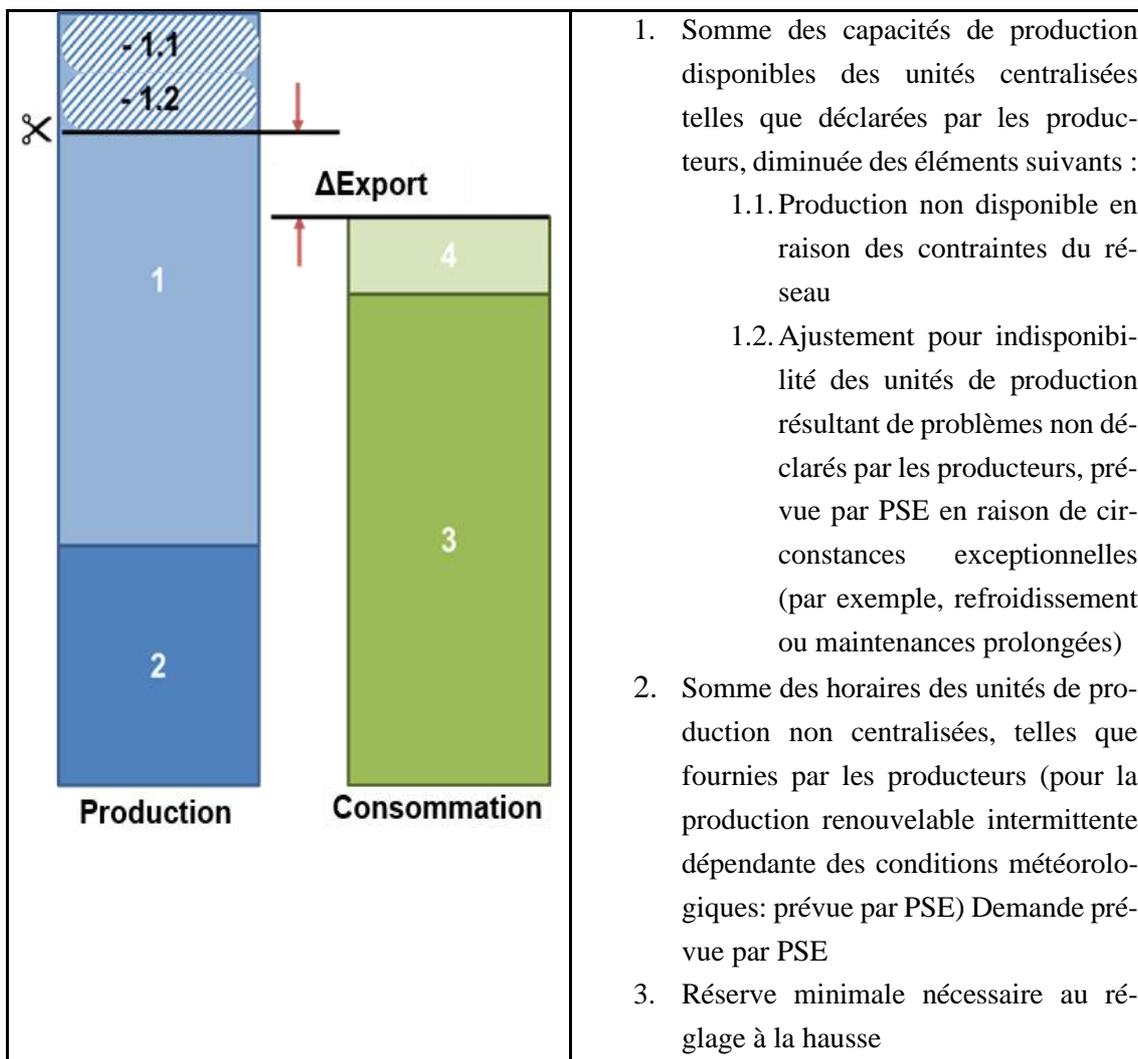


Figure 1: Détermination des contraintes externes dans la direction export (capacités de production disponibles pour des exportations potentielles) dans le cadre du calcul des capacités journalières.

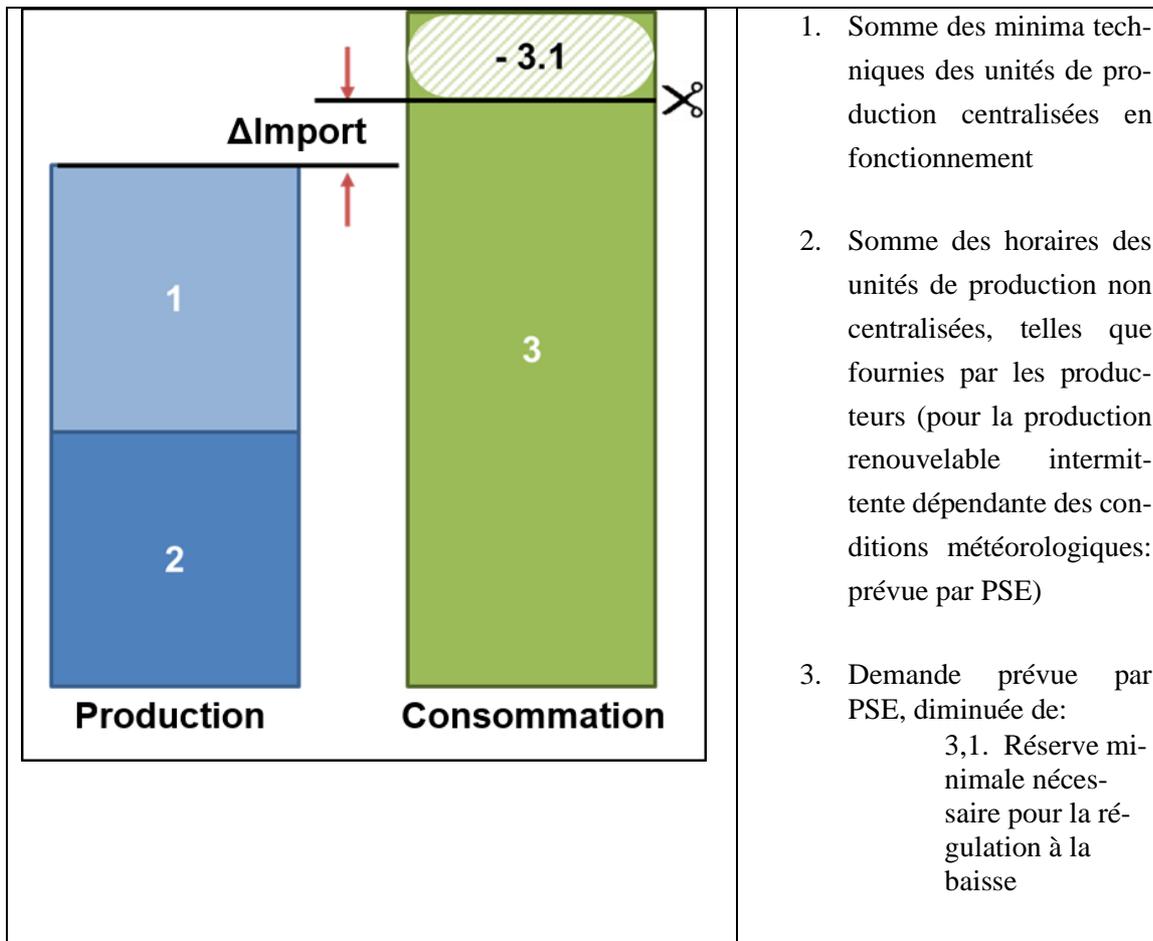


Figure 2: Détermination des contraintes externes dans la direction import (réserves de capacité de production disponibles pour les éventuelles importations) dans le cadre du calcul de la capacité journalière.

Fréquence de réévaluation

Les contraintes externes sont déterminées dans un processus continu fondé sur les informations les plus récentes pour chaque échéance d'allocation de capacité: à terme, journalière ou infrajournalière. Dans le cas du processus journalier, elles sont calculées dans la matinée de J-1, ce qui donne des valeurs indépendantes pour chaque DA CC MTU, et séparément pour les directions import vers la Pologne et export depuis la Pologne.

Durées pendant lesquelles des contraintes externes sont appliquées

Comme décrit ci-dessus, les contraintes externes sont déterminées dans le cadre d'un processus continu pour chaque période d'allocation de capacité, de sorte qu'elles s'appliquent à tous les DA CC MTU du jour d'allocation concerné.»

Article 4

Modifications visant à reporter les études post-lancement

1. L'Article 5 - Définition des éléments critiques et des aléas du réseau est modifié comme suit:

Le paragraphe (5) doit être remplacé et lu comme suit:

“5. Au plus tard soixante mois après la mise en œuvre de cette méthodologie conformément à l'article 28, paragraphe 3, tous les GRT de la région Core élaborent

conjointement une liste d'éléments du réseau interne (combinés avec les aléas pertinents) à définir comme CNEC et la soumettent dans le même délai à toutes les autorités de régulation de la région Core en tant que proposition de modification de cette méthodologie conformément à l'article 9, paragraphe 13, du règlement CACM. Une fois approuvée conformément à l'article 9 du règlement CACM, la liste des CNEC internes est jointe en annexe à la présente méthodologie.»

2. L'article 9. Méthodologie relative à la clé de calcul de la variation de la production est modifié comme suit:

Le paragraphe 6 est remplacé et lu comme suit:

«6. Dans les quarante-deux mois suivant la mise en œuvre de cette méthodologie conformément à l'article 28, paragraphe 3, tous les GRT de la région Core élaborent une proposition visant à poursuivre l'harmonisation de la méthodologie relative à la clé de calcul de la variation de la production de la variation de la production et la soumettent dans le même délai à toutes les autorités de régulation de la région Core en tant que proposition de modification de cette méthodologie conformément à l'article 9, paragraphe 13, du règlement CACM. La proposition comprend au moins :

- a) les critères et les paramètres permettant de définir l'efficacité et la performance des GSK et de dresser une comparaison quantitative des différentes GSK; et
- b) une méthodologie relative à la clé de calcul de la variation de la production harmonisée incluant, le cas échéant, des règles et des critères permettant aux GRT de s'en écarter.

Article 5

Modification visant le couplage hybride avancé

1. L'article 11. Calcul des coefficients d'influencement et des flux de référence est modifié en mettant à jour la définition du paramètre $PTDF_{H_2,l}$ dans l'équation 5 comme suit:

« $PTDF_{H_2,l}$ zone-tampon $PTDF$ de la zone virtuelle interne H_2 sur un CNEC l , H_2 représentant la station de conversion à l'extrémité réceptrice de l'interconnexion HVDC H située dans la zone de dépôt des offres B»

2. L'article 12. Intégration des interconnexions HVDC aux frontières des zones de dépôt des offres de la CCR Core est modifié en mettant à jour le paragraphe 2 comme suit:

«2. Afin de calculer l'impact que l'échange entre zones sur une interconnexion HVDC a sur les CNEC en application du paragraphe 1, les stations de conversion de l'interconnexion HVDC entre zones sont modélisées comme deux concentrateurs d'offres virtuels internes, qui fonctionnent de la même manière que les zones de dépôt des offres. L'impact d'un échange entre A et B, chacun étant soit une zone de dépôt des offres, soit un concentrateur d'offres virtuel externe, sur cette interconnexion HVDC est exprimé comme un échange de la zone de dépôt des offres ou du concentrateur d'offres virtuel externe A vers le concentrateur d'offres virtuel interne représentant l'extrémité émettrice de l'interconnexion HVDC, plus un échange du concentrateur d'offres virtuel interne représentant l'extrémité réceptrice de l'inter-

connexion vers la zone de dépôt des offres ou le concentrateur d'offres virtuel externe B:»

3. L'article 13. Prise en compte des frontières des zones de dépôt des offres en dehors de la région Core est modifié en mettant à jour le paragraphe 3, point b) comme suit:

«b) Dans l'AHC, les CNEC de la région de calcul de la capacité journalière Core restreignent non seulement les positions nettes des zones de dépôt des offres (BZ) de la région Core en raison des échanges aux frontières des zones de dépôt des offres de la CCR Core, mais aussi les échanges aux frontières des zones de dépôt des offres entre la CCR Core et les zones de dépôt des offres respectives adjacentes.

Les GRT de la région Core qui utilisent l'AHC introduisent au moins un concentrateur virtuel externe pour chaque frontière de l'AHC, ce qui signifie que plusieurs interconnexions (qu'il s'agisse d'interconnexions HVDC ou AC) sur une même frontière de l'AHC peuvent être affectées à des EVH distincts.»

4. L'article 17. Ajustement pour atteindre la RAM minimale est modifié en mettant à jour l'équation 10 comme suit:

“ $\vec{F}_{0,Core}$ flux par CNEC dans l'hypothèse d'une absence d'échanges commerciaux au sein de la CCR Core et sans échanges commerciaux aux frontières de l'AHC»

Article 6

Modification relative au défi des flux circulaires autour des interconnexions HVDC

1. L'article 12. Intégration des interconnexions HVDC aux frontières des zones de dépôt des offres de la CCR Core est modifié en mettant à jour le paragraphe 4 comme suit:

“4. Les concentrateurs d'offres virtuels internes introduits par cette méthodologie ne sont utilisés que pour modéliser l'impact d'un échange via une interconnexion HVDC et aucun ordre ne doit être attaché à ces concentrateurs d'offres virtuels internes dans l'algorithme de couplage. Les deux concentrateurs d'offres virtuels internes auront une position nette combinée de 0 MW, mais leur position nette individuelle reflétera les échanges sur l'interconnexion. Les positions nettes fondées sur les flux de ces concentrateurs d'offres virtuels internes sont de même ampleur, mais auront un signe opposé. $PTDF_{VH,1,l}$ et $PTDF_{VH,2,l}$ de l'ensemble ou d'un sous-ensemble seulement des CNEC peuvent être définis sur zéro avant le couplage de marché journalier si $|PTDF_{VH,1,l} - PTDF_{VH,2,l}|$ est inférieur à un seuil donné. L'ajustement doit être effectué après l'optimisation de la NRAO décrite à l'article 16 et avant les étapes de validation décrites à l'article 20. Ce seuil PTDF ne doit pas dépasser 1 % et peut être appliqué pendant la période de transition précédant le lancement du processus Core CCR ROSC, qui met en œuvre la méthodologie élaborée conformément à l'article 76, paragraphe 1, du règlement SO. Les GRT de la région Core établissent un rapport trimestriel sur la configuration initiale et toute modification de ce seuil, ainsi que sur l'impact qu'entraîne un seuil non nul accompagné d'une justification appropriée.»

Article 7

Modification relative à la date de lancement du couplage de marché journalier fondé sur les flux

1. L'article 28. Échéance de mise en œuvre est modifié en mettant à jour le paragraphe 3 comme suit:

«3. Les GRT de la CCR de la région Core doivent mettre en œuvre la présente méthodologie au plus tard le 8 juin 2022. Le processus de mise en œuvre, qui débute avec l'entrée en vigueur de la présente méthodologie et se termine le 8 juin 2022, comprend les étapes suivantes:»