

Décision

(B)1732
22/02/2018

Décision relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative à la méthodologie de calcul de la capacité infrajournalière applicable aux frontières belges

Prise en application de l'article 15.2 du règlement (CE) n° 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, de l'article 5.2 de l'annexe 1 du règlement (CE) n° 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et des articles 176, §2, et 180, §2, de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci

Non confidentiel

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES	2
1. INTRODUCTION	3
2. CADRE LÉGAL	4
2.1. Cadre légal national	4
2.2. Cadre légal européen	4
3. ANTÉCÉDENTS	7
3.1. Généralités	7
4. APPRECIATION DE LA METHODE PROPOSEE.....	9
4.1. Description de la proposition	9
4.1.1. Données d'entrée	9
4.1.2. Processus	10
4.1.3. Données de sortie.....	10
4.1.4. Repli et transparence	10
4.2. Analyse des principes généraux	10
4.3. Demandes d'adaptations de la méthodologie proposée avant la mise en œuvre	11
4.4. Demande d'amélioration de la méthodologie proposée	12
4.4.1. Amélioration des paramètres d'entrée fondés sur les flux dans le calcul de la capacité .	13
4.4.2. Mise en œuvre d'une allocation de capacités infrajournalières fondée sur les flux	14
4.4.3. Mise en œuvre de plusieurs recalculs en infrajournalier	14
4.4.4. Optimisation des marges d'incertitude (« FRM »)	15
4.4.5. Compatibilité avec une heure antérieure d'ouverture du guichet du couplage de marché infrajournalier.....	15
5. CONCLUSION	16
ANNEXE 1.....	18
ANNEXE 2.....	19

1. INTRODUCTION

En vertu de l'article 15, §2, du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil (ci-après : le « règlement (CE) n° 714/2009 ») du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, de l'article 23, §2, 38° et 40°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la « loi électricité ») et des articles 176, §2, et 180, §2, de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après : le « règlement technique »), la COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine ci-après la proposition de la SA Elia System Operator (ci-après : « Elia ») relative à la « méthodologie pour le calcul de la capacité infrajournalière » (ci-après : la « proposition »).

La proposition de méthodologie générale pour le calcul de la capacité infrajournalière applicable aux frontières belges a été reçue le 10 mai 2017 par lettre d'Elia. Il s'agissait de la version anglaise de la méthodologie (« *Methodology for capacity calculation for ID timeframe* ») et d'une note explicative. Le 15 juin 2017, la CREG a reçu, conformément à ce qui avait été convenu entre la CREG et Elia, une version française de la méthodologie (« *Méthodologie pour le calcul de la capacité infrajournalière* »), accompagnée d'une version adaptée de la note explicative. Cette version française est l'objet de la présente décision et figure à l'ANNEXE 1.

La présente décision finale est divisée en quatre parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie expose les antécédents de la décision finale. La troisième partie comprend l'appréciation de la méthodologie proposée. Enfin, la quatrième partie comporte la décision proprement dite.

Les autorités de régulation des pays d'Europe centre-ouest (ci-après : « CWE ») se sont concertées et ont étroitement collaboré à l'évaluation de cette proposition. Ensuite, un *position paper* a été rédigé (« *Position Paper by all CWE NRAs on the CWE TSOs proposal for a FB IDCC Methodology* », septembre 2017). Ce *position paper* est également joint à la présente décision.

2. CADRE LÉGAL

1. La demande, formulée par Elia, d'approbation de la proposition porte sur une modification de la procédure de gestion des congestions. Dans ce chapitre, Elia énonce les dispositions qui constituent conjointement le cadre légal de la présente décision.

2.1. CADRE LÉGAL NATIONAL

2. L'article 8, § 1^{er}, de la loi électricité prévoit que le gestionnaire du réseau est chargé de publier les normes de planification, d'exploitation et de sécurité utilisées, en ce compris un plan général pour le calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau.

3. L'article 23, §2, 36°, de la loi électricité prévoit que la CREG surveille la gestion de la congestion du réseau de transport, y compris les interconnexions, et la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion. L'article 23, §2, 38°, prévoit que la CREG approuve le plan général pour le calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau publié par le gestionnaire du réseau en application de l'article 8, § 1^{er}, alinéa 3, 11°.

4. L'article 176, §1^{er}, du règlement technique prévoit que les gestionnaires de réseau déterminent les méthodes qu'il applique lors de l'évaluation de la capacité de transport qu'il peut mettre à disposition des responsables d'accès pour leurs échanges d'énergie avec les réseaux étrangers. L'article 176, §2, prévoit que le gestionnaire de réseau publie les méthodes visées au § 1^{er} conformément à l'article 26 de cet arrêté et les notifie à la commission. L'article 180, §2, du règlement technique précise que les méthodes de gestion de la congestion, ainsi que les règles de sécurité, sont notifiées à la CREG pour approbation et publiées conformément à l'article 26.

5. L'article 177 prévoit : §1. Les méthodes visées à l'article 176 visent à la mise à disposition de la plus grande capacité d'interconnexion possible, de façon transparente et non discriminatoire, et en assurant la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau. (...)

2.2. CADRE LÉGAL EUROPÉEN

6. La mise en œuvre du couplage de marché journalier fondé sur les flux en Europe centre-ouest (ci-après : le « CWE DA FBMC ») se fonde sur les discussions menées fin 2006 au sujet de l'annexe du règlement (CE) 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, remplacé ultérieurement par le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003 (ci-après : le règlement (CE) n° 714/2009). La réalisation d'un marché unique de l'électricité en journalier et infrajournalier est essentielle pour atteindre les objectifs européens en matière de concurrence, de sécurité d'approvisionnement et d'accessibilité économique de l'électricité, comme énoncé dans le règlement (UE) 2015/1222 du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion ou « *Capacity Allocation and Congestion management* » (ci-après : le règlement CACM).

7. L'article 15, premier et deuxième alinéas, du règlement (CE) n° 714/2009 prévoit :
1. *Les gestionnaires de réseau de transport mettent en place des mécanismes d'échange d'informations et de coordination pour assurer la sécurité des réseaux dans le cadre de la gestion de la congestion.*
 2. *Les normes de planification, d'exploitation et de sécurité utilisées par les gestionnaires de réseau de transport sont rendues publiques. Les informations publiées comprennent un plan général pour le calcul des capacités totales de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau. Ces plans sont soumis à l'approbation des autorités de régulation. (...)*
8. L'article 16, premier, deuxième et troisième alinéas, du règlement (CE) n° 714/2009 prévoit :
1. *Les problèmes de congestion du réseau sont traités grâce à des solutions non discriminatoires, basées sur le marché et qui donnent des signaux économiques efficaces aux acteurs du marché et aux gestionnaires de réseau de transport concernés. Les problèmes de congestion du réseau sont de préférence résolus avec des méthodes non transactionnelles, c'est-à-dire des méthodes qui n'impliquent pas une sélection entre les contrats des différents acteurs du marché.*
 2. *Les procédures de restriction des transactions ne sont utilisées que dans des situations d'urgence où le gestionnaire de réseau de transport doit agir rapidement et où le redéploiement («redispatching») ou les échanges de contrepartie («counter trading») ne sont pas possibles. Toute procédure de ce type est appliquée de manière non discriminatoire. Sauf cas de force majeure, les acteurs du marché auxquels ont été attribuées des capacités sont indemnisés pour toute restriction.*
 3. *La capacité maximale des interconnexions et/ou des réseaux de transport ayant une incidence sur les flux transfrontaliers est mise à la disposition des acteurs du marché, dans le respect des normes de sécurité pour une exploitation sûre du réseau. (...)*
9. L'annexe 1 du règlement (CE) n° 714/2009 prévoit notamment :

Article 1.7 :

Pour déterminer les portions de réseau concernées dans lesquelles et entre lesquelles la gestion de la congestion doit s'appliquer, les GRT se fondent sur les principes du meilleur rapport coût-efficacité et de la réduction maximale des incidences négatives sur le marché intérieur de l'électricité. En particulier, les GRT ne limitent pas la capacité d'interconnexion pour résoudre un problème de congestion situé à l'intérieur de leur propre zone de contrôle, sauf pour les raisons prévues ci-dessus et pour des raisons de sécurité opérationnelle. Si cette situation se produit, les GRT la décrivent et la présentent en toute transparence à l'ensemble des utilisateurs du réseau. Cette situation n'est tolérée que jusqu'à ce qu'une solution à long terme soit trouvée. Les GRT décrivent et présentent en toute transparence à l'ensemble des utilisateurs du réseau la méthodologie et les projets permettant de réaliser la solution à long terme. (...)

Article 3.5 :

En vue de favoriser un commerce transfrontalier et une concurrence équitables et efficaces, la coordination entre les GRT à l'intérieur des régions énumérées au point 3.2 porte sur toutes les étapes du processus, depuis le calcul des capacités et l'optimisation de l'attribution jusqu'à l'exploitation sûre du réseau, avec une répartition précise des responsabilités. Cette coordination comprend notamment :

a) l'utilisation d'un modèle de transport commun permettant de gérer efficacement les flux de bouclage physiques interdépendants et tenant compte des écarts entre les flux physiques et les flux commerciaux,

b) l'attribution et la réservation de capacités dans l'optique d'une gestion efficace des flux de bouclage physiques interdépendants, (...)

g) la vérification des flux pour assurer le respect des exigences de sécurité du réseau à des fins de planification opérationnelle et d'exploitation en temps réel. (...)

Article 5.2 :

Les GRT publient une description générale de la méthode de gestion de la congestion appliquée dans différentes circonstances pour maximaliser la capacité disponible sur le marché, ainsi qu'un plan général de calcul de la capacité d'interconnexion pour les différentes échéances, basé sur les réalités électriques et physiques du réseau. Ce plan est soumis à l'appréciation des autorités de régulation des États membres concernés.

3. ANTÉCÉDENTS

3.1. GÉNÉRALITÉS

10. Depuis 2007, les marchés de l'électricité dans la région CWE, constitués des frontières entre la Belgique, les Pays-Bas, la France et la zone Allemagne/Luxembourg/Autriche, sont couplés. Le calcul de la capacité disponible pour le couplage de marché est un élément fondamental de la gestion du système de réseau de transport. Dans les limites du respect de la sécurité du réseau, les valeurs des capacités calculées mises à la disposition du marché doivent être maximisées.

11. Depuis le 21 mai 2015, le calcul et l'allocation de la capacité de transport pour le couplage de marché journalier en région CWE se basent sur le couplage de marché fondé sur les flux (FBMC). Dans ce cadre, les positions d'exportation nette des zones de dépôt des offres concernées sont directement optimisées en fonction du gain de prospérité généré, en tenant compte de la capacité de transport disponible sur les éléments de réseau pertinents indiqués par les gestionnaires de réseau de transport. S'agissant du couplage de marché intrajournalier, la méthode *Available Transmission Capacity* (ci-après : ATC) continue d'être utilisée. Pour ce faire, des valeurs sont définies pour la capacité de transport disponible, par frontière et par direction, de manière coordonnée ou non entre les gestionnaires de réseau de transport concernés.

12. Actuellement, ces valeurs ATC sont déterminées par la capacité résiduelle du couplage de marché journalier. Elles ne sont pas recalculées sur la base des résultats du couplage de marché journalier ou des données actualisées concernant la demande ou la production. Les valeurs ATC intrajournalières actuelles sont donc définies sur la base des données d'entrée estimées en J-2.

13. En mars 2015, la méthodologie utilisée pour le couplage de marché journalier fondé sur les flux en région CWE (ci-après : CWE DA FBMC) a été soumise à l'approbation des régulateurs CWE par les gestionnaires de réseau de transport CWE. Dans sa décision 1410 du 23 avril 2015, la CREG n'a pas approuvé la méthodologie CWE DA FBMC pour cause de non-conformité importante par rapport au cadre législatif. La mise en œuvre de la CWE DA FBMC a cependant bien été approuvée, moyennant le respect de conditions, dont 15 points figurant dans un *position paper* commun des régulateurs CWE (*Position paper of CWE NRAs on Flow-Based Market Coupling*, mars 2015).

14. L'une des conditions, mentionnée au paragraphe 9.2 du *position paper* commun (*Position paper of CWE NRAs on Flow-Based Market Coupling*), était la mise en œuvre d'un recalcul des valeurs ATC pour l'intrajournalier, sur la base de données d'entrée actualisées relatives au réseau, à la demande et à la production, et ce avant novembre 2015. Le paragraphe 9.2 rappelle les conditions posées à l'article 1.9 de l'annexe 1 du règlement (CE) n° 714/2009 au sujet de la mise en œuvre d'une allocation intrajournalière coordonnée, ainsi que les dispositions des articles 14.2 et 21 du règlement CACM qui préconisent un couplage de marché intrajournalier fondé sur les flux. Au paragraphe 9.2, les régulateurs CWE insistent dès lors sur le fait qu'ils ne considèrent la demande de recalcul des capacités traduites en valeurs ATC que comme une solution intermédiaire, laquelle doit aboutir, vu le nombre plus important d'informations disponibles lors du recalcul, à une capacité intrajournalière plus élevée.

15. En novembre 2015, les GRT CWE ont soumis une proposition relative au modèle général de calcul de la capacité de transfert totale et de la marge de fiabilité du transport (*Methodology for Capacity calculation for ID timeframe*). Dans sa décision 1479 du 3 mars 2015, la CREG a rejeté cette méthodologie car elle ne répondait pas aux exigences. Etant donné qu'il s'agissait toutefois d'une amélioration de la méthode existante, la CREG en a approuvé la mise en œuvre.

16. En janvier 2017, les régulateurs CWE ont rappelé dans une lettre adressée aux GRT CWE la demande d'un recalcul coordonné de la capacité infrajournalière en région CWE, conformément à la condition mentionnée au paragraphe 9.2 du *position paper* commun.
17. Au cours des premiers mois de 2017, les GRT CWE ont développé conjointement les projets de propositions de calcul coordonné fondé sur les flux de la capacité infrajournalière. Cette méthodologie a fait l'objet d'une consultation publique organisée par Elia du 1^{er} au 15 mars 2017.
18. Le 31 mars 2017, les régulateurs CWE ont publié une *shadow opinion* coordonnée sur la proposition ayant fait l'objet d'une consultation. Ils y ont identifié différents points qui, s'ils ne sont pas modifiés, pourraient empêcher l'approbation de la proposition. Il est notamment prévu, au paragraphe 3.2.3 de la *shadow opinion*, que la détermination des valeurs ATC du domaine infrajournalier fondé sur les flux doit faire partie intégrante de la méthodologie et être expliquée en détail. La proposition d'une compétence laissée à la discrétion du GRT d'accepter ou non les valeurs ATC obtenues ou de les ramener à la valeur ATC résiduelle du *day-ahead* a également été refusée. La proposition des GRT CWE de retranscrire manuellement le résultat des valeurs calculées a également été jugée inacceptable par les acteurs du marché lors du processus de consultation, sur le plan du bien-être, de l'efficacité et de la transparence.
19. Le 9 mai 2017, Elia a soumis à l'approbation de la CREG une méthodologie de recalcul coordonnée de la capacité infrajournalière en région CWE.
20. Le 15 septembre 2017, toutes les autorités de régulation de la région CWE ont marqué, dans une *position paper* commun, leur adhésion à la méthodologie proposée par les GRT CWE. Ce *position paper* figure en ANNEXE 2 de la présente décision.

4. APPRECIATION DE LA METHODE PROPOSEE

4.1. DESCRIPTION DE LA PROPOSITION

21. Les GRT ont décrit la méthodologie de calcul de la capacité dans la proposition, avec des explications sur les données d'entrée, le processus, les données de sortie et les procédures de repli et de transparence.

4.1.1. Données d'entrée

22. Les données d'entrée sont les données que les GRT doivent définir et qui servent de base aux calculs. Il s'agit en premier lieu des éléments critiques du réseau (*critical network elements*, ci-après : CNE), c'est-à-dire des éléments du réseau qui sont fortement impactés par des échanges transfrontaliers ou par des mesures correctives (*remedial actions*). La méthodologie décrit les paramètres des éléments critiques du réseau. Les événements imprévus (*contingencies*), tels que le déclenchement d'une ligne ou d'un transformateur, constituent la deuxième forme de données d'entrée. Ensemble, les éléments critiques du réseau et les événements imprévisibles sont définis comme des CNEC.

23. Le courant maximal sur un élément critique du réseau (ci-après : I_{max}) et le courant électrique maximal autorisé (ci-après : F_{max}) constituent la troisième forme de données d'entrée. L' I_{max} dépend entre autres des conditions climatiques. Il est exprimé en ampères. Exprimé en mégawatts (ci-après : MW), le F_{max} est calculé sur cette base.

24. Les GRT développent individuellement un modèle de réseau, lequel est ensuite fusionné en un modèle de réseau commun (*Common Grid Model*). Ensuite, d'éventuelles mesures correctives (*remedial actions*, ci-après : RA) sont intégrées au modèle.

25. Par ailleurs, un GRT peut décider d'augmenter ou de diminuer la marge restante (*Remaining Available Margin*, ci-après : RAM). Il s'agit de la *Final Adjustment Value* (ci-après : FAV).

26. La clé de répartition de la production (*Generation Shift Key*, ci-après : GSK) rend compte du rapport entre le changement d'une position nette sur un marché et le changement en données de sortie des installations de production sur ce marché. La GSK est nécessaire pour donner la meilleure estimation possible de l'impact d'un changement de la position nette d'un marché sur un élément critique du réseau.

27. Une marge de fiabilité (*Flow Reliability Margin*, ci-après : FRM) est ensuite définie pour chaque élément critique du réseau. Les processus de calcul de la capacité font appel à des estimations nécessaires à une méthode de détermination de la capacité. Ces estimations sont sources d'incertitudes. Ces incertitudes doivent être quantifiées et intégrées dans la détermination du domaine de capacité afin d'éviter que, le jour venu, les flux soient supérieurs aux flux autorisés par l'élément du réseau. C'est la raison pour laquelle chaque GRT calcule une marge de fiabilité pour chaque élément critique du réseau. Cette marge de fiabilité limite par conséquent la capacité transfrontalière disponible par élément critique du réseau, étant donné qu'une partie de la capacité transfrontalière disponible à des fins d'allocation est réservée pour parer aux incertitudes.

28. En plus de ces données d'entrée par élément critique du réseau, les GRT suggèrent dans leur proposition d'ajouter des limites d'importation (*external constraints*) dans le calcul de la capacité fondé sur les flux afin de garantir la sécurité de fonctionnement du réseau. Un GRT pourrait par

exemple y avoir recours dans le cas où les résultats du marché entraîneraient des problèmes de stabilité ou seraient trop éloignés des flux de référence.

4.1.2. Processus

29. Les données d'entrée sont mises en commun, après quoi les résultats sont qualifiés. Dans ce cadre, la capacité allouée est intégrée dans le calcul et on examine si la capacité peut être augmentée grâce à des RA par exemple. Un domaine fondé sur les flux est ensuite calculé.

30. Puis, le *Power Transfer Distribution Factor* (ci-après : PTDF) est calculé pour chaque *hub* dans la zone CWE, la RAM et les CNEC qui limitent le domaine. Enfin, la capacité générée est validée afin de vérifier si la capacité calculée est conforme à la politique de sécurité des GRT. Si cela n'était pas le cas pour des raisons exceptionnelles, les GRT peuvent adapter le domaine. Ces situations exceptionnelles sont signalées par les GRT à des fins de *monitoring*.

4.1.3. Données de sortie

31. Après validation, le domaine fondé sur les flux est connu, ce qui permet de déduire la capacité infrajournalière. La RAM est tout d'abord adaptée à la position nette au moment du calcul. Ensuite, un domaine *intraday Available Transfer Capacity* (ci-après : ATC) est calculé, avec une valeur ATC pour chaque frontière dans chaque direction. Cette valeur est transmise à la plate-forme d'allocation JAO.

4.1.4. Repli et transparence

32. En cas d'échec du processus de calcul de la capacité, la dernière capacité calculée est communiquée à la plate-forme d'allocation. Dans ce cas, la capacité obtenue via le calcul de la capacité journalière sera donc communiquée.

33. Il ressort de la proposition que la transparence des paramètres (tels que la FRM, la FAV et la RAM) est au moins égale à celle du *flow-based day-ahead*.

4.2. ANALYSE DES PRINCIPES GÉNÉRAUX

34. Le règlement CACM prévoit que la méthodologie de calcul de la capacité infrajournalière fondé sur les flux doit être développée dans la région CORE. Les régulateurs de la zone CWE ont néanmoins fait savoir aux GRT que cela n'entravait pas l'amélioration de la méthodologie fondée sur les flux actuelle, et partant, l'introduction de la méthodologie fondée sur les flux à l'échéance infrajournalière en zone CWE.

35. Actuellement, on utilise pour les échanges infrajournaliers la capacité restante du couplage journalier fondé sur les flux. Au lieu d'utiliser la capacité restante, la méthodologie infrajournalière fondée sur les flux proposée recalcule la capacité des échanges infrajournaliers, d'une manière semblable à celle utilisée pour la méthodologie journalière fondée sur les flux. Ce calcul a l'avantage d'être réalisé à un intervalle plus rapproché du moment de la fourniture et donc de tenir compte des dernières prévisions de production et de prélèvement. Les résultats du couplage de marché journalier (c'est-à-dire le *day-ahead clearing point*) sont entre autres connus et la production d'énergie solaire et éolienne peut être mieux anticipée.

36. La CREG constate que la proposition d'Elia répond aux conditions minimales figurant au paragraphe 9.2 du *Common Position Paper* de mars 2015 concernant le calcul des capacités infrajournalières, à savoir un calcul systématique et coordonné des valeurs ATC, fondé sur un modèle de réseau commun, dont les données d'entrée sont actualisées par rapport au modèle de réseau journalier.

37. La CREG constate que, suite au *feed-back* des acteurs du marché pendant la consultation et conformément au paragraphe 3.2.3 de la *shadow opinion* des régulateurs CWE de mars 2017 (voir numéro 18), (i) la description de la méthodologie d'extraction des valeurs ATC du domaine infrajournalier fondé sur les flux a été ajoutée et (ii) la possibilité pour un GRT de revoir à la baisse les valeurs obtenues a été supprimée de la proposition d'Elia.

38. La CREG constate que la méthodologie s'inspire et se fonde sur la méthodologie du calcul de la capacité journalier, qui n'a pas été approuvée dans la décision 1410 de la CREG. Par conséquent et conformément à cette décision, la CREG estime que la méthode proposée n'est pas totalement conforme aux articles 16.1 et 16.3 du règlement (CE) n° 714/2009 et aux articles 1.7 et 3.5 de l'annexe 1 du même règlement.

39. La CREG a constaté, en étroite collaboration avec les régulateurs CWE, que la méthodologie devait être encore améliorée et détaillée. Le résultat de cette coordination figure dans un position paper commun intitulé *Position Paper by all CWE NRAs on the CWE TSOs proposal for a FB IDCC Methodology*. Celui-ci fait partie de la présente décision et figure en ANNEXE 2.

40. Conformément à cette vision commune des régulateurs CWE, la CREG demande à Elia d'apporter des modifications à la description de la méthodologie et à la méthodologie en elle-même. Les améliorations que la CREG demande à Elia d'apporter avant la mise en œuvre de la méthode proposée sont résumées à la section 4.3. Les améliorations que la CREG demande à Elia d'apporter pour que la méthodologie soit conforme au futur cadre légal sont résumées à la section 4.4.

41. Les améliorations requises avant la mise en œuvre de la méthodologie peuvent être mises en lumière et étayées par des résultats de simulations (*parallel runs*) ayant débuté en novembre 2017.

4.3. DEMANDES D'ADAPTATIONS DE LA MÉTHODOLOGIE PROPOSÉE AVANT LA MISE EN ŒUVRE

42. La CREG demande à Elia de détailler davantage le contenu de la méthodologie pour le calcul de la capacité infrajournalière dans la région CWE, en tenant compte, d'une part, des résultats de test disponibles sur la base du *parallel run* et, d'autre part, de l'ensemble des questions énumérées ci-dessous.

43. La méthodologie pour le calcul de la capacité infrajournalière dans la région CWE est testée par les gestionnaires de réseau CWE sur la base des *parallel runs*, lancés en novembre 2017. La CREG estime que ces tests sont fondamentaux pour évaluer la performance de la méthodologie sur une période suffisamment longue. Ces résultats de tests permettront d'affiner la méthodologie et sa description dans le cadre de la réévaluation de la proposition par la CREG trois mois avant la date de début prévue. Cette réévaluation par la CREG est nécessaire, compte tenu des demandes, spécifiées dans cette décision, d'adaptations préalables au début de la mise en œuvre.

44. Elle demande également à Elia d'améliorer la description de la méthode proposée. Au plus tard trois mois avant le début de l'application du calcul de la capacité infrajournalière en Europe centre-ouest, la CREG doit recevoir une proposition modifiée dans laquelle :

- Au paragraphe 3.1.3 « *Day ahead Common Grid Model* », il est ajouté que la *day-ahead congestion forecast* (DACF) comporte au moins ce qui suit :
 - une mise à jour des clés de répartition de la production (GSK), sur la base des résultats du couplage de marché journalier ;
 - une mise à jour des positions *PST tab* et une topologie du réseau ;
 - une mise à jour de la consommation et des prévisions SER ; et
 - une mise à jour des mesures correctives (RA) après le *day-ahead MCP* (« *market clearing point* ») *inclusion*, afin de s'assurer que la DACF comporte les RA qui sont déjà utilisées pour le domaine journalier fondé sur les flux (comme dans le cas de l'inclusion LTA).
- Le paragraphe 3.1.7. « *Flow Reliability Margin* » décrit comment les valeurs FRM pour l'infrajournalier sont calculées au moyen des données DACF. Les types de flux utilisés (par exemple N, N-1, flux moyens ou maximaux) et les niveaux de risque appliqués y sont mentionnés dans tous les cas. Dans ce cadre, il est demandé à Elia de procéder, autant que possible, à une harmonisation avec les autres gestionnaires de réseaux de la région Europe centre-ouest.
- La description du processus de *Remedial Action Optimization* (RAO) doit comporter au moins les éléments suivants :
 - la liste des mesures correctives prises en compte pour une utilisation coordonnée ;
 - la méthodologie utilisée par chaque gestionnaire de réseau de transport pour déterminer la mesure corrective prise en compte dans le RAO ;
 - la formulation mathématique du problème d'optimisation, comportant la description de la fonction objectif, des limitations et des variables d'optimisation ;
 - la description du mode d'utilisation de mesures correctives auxquelles des coûts sont liés et du stade du processus auquel elles sont utilisées ;
 - la spécification selon laquelle les mesures correctives coordonnées ne sont pas utilisées dans le RAO pour faire entrer le MCP journalier dans le domaine fondé sur les flux, mais pour augmenter le domaine fondé sur les flux pour l'infrajournalier.
- Au paragraphe 3.2.6 « *Validation of Capacity* » de la proposition, le passage « *unforeseen market behaviour (e.g. change of market direction) and/or* » est supprimé.

4.4. DEMANDE D'AMÉLIORATION DE LA MÉTHODOLOGIE PROPOSÉE

45. Ce chapitre porte sur les évolutions à apporter à la méthodologie proposée afin qu'elle soit conforme aux dispositions légales du règlement (CE) n° 714/2009, et en particulier à l'article 16.3 et à l'article 1.7 de l'annexe 1.

L'article 16.3 prévoit que la capacité maximale des interconnexions est mise à la disposition du marché, dans le respect des normes pour une exploitation sûre du réseau.

L'article 1.7 de l'annexe 1 prévoit que, pour déterminer les *network zones* (zones de dépôt des offres) dans lesquelles et entre lesquelles les procédures de gestion de la congestion doivent s'appliquer, les GRT se fondent sur les principes du meilleur rapport coût-efficacité et de la réduction maximale des incidences négatives sur le marché intérieur de l'électricité. En particulier, les GRT ne limitent pas la capacité d'interconnexion pour résoudre un problème de congestion situé à l'intérieur de leur propre zone de contrôle, sauf pour les raisons prévues ci-dessus et pour des raisons de sécurité opérationnelle.

46. La CREG constate que la proposition actuelle ne garantit pas que ces dispositions légales soient respectées. Conformément à la position commune des NRA CWE figurant dans le *Position Paper by all CWE NRAs on the CWE TSOs proposal for a FB IDCC Methodology* (voir annexe de la présente décision), la CREG demande à Elia d'apporter, en collaboration avec les autres GRT CWE, les améliorations énumérées ci-après afin de se conformer à ces dispositions et, si spécifié, d'élaborer un plan de mise en œuvre.

4.4.1. Amélioration des paramètres d'entrée fondés sur les flux dans le calcul de la capacité

47. Il ressort de la description de la proposition de calcul de la capacité infrajournalière que la plupart des paramètres d'entrée fondés sur les flux sont définis de la même manière que pour le calcul de la capacité journalière. Dans sa décision de mars 2015, la CREG a constaté que le mode de calcul de ces paramètres n'offrait aucune garantie que les dispositions légales du règlement (CE) n° 714/2009 soient respectées.

48. Premièrement, le mode de calcul des paramètres de données d'entrée fondés sur les flux n'exclut pas que les échanges transfrontaliers soient discriminés au profit d'échanges internes, ce qui donnerait lieu à une distorsion du marché et à de l'inefficacité. Par conséquent, les NRA CWE ont demandé dans leur *position paper* commun (*Position paper of CWE NRAs on Flow-Based Market Coupling*, mars 2015) d'améliorer en particulier les paramètres fondés sur les flux suivants :

- méthode de sélection CNEC, aujourd'hui un critère PTFD de 5 % ;
- utilisation d'*external constraints*, si pas selon les dispositions du règlement CACM ;
- utilisation de FAV positives, qui doivent rester exceptionnelles.

Les GRT procèdent actuellement à ces améliorations, en particulier pour la méthode de sélection CNEC. La CREG demande à Elia d'appliquer également sans délai au calcul de la capacité infrajournalière toutes les améliorations apportées à la méthodologie journalière. Pour les améliorations nécessitant des adaptations spécifiques propres aux caractéristiques infrajournalières, la CREG demande de mettre en œuvre les améliorations en infrajournalier au plus tard 6 mois après.

49. Deuxièmement, la détermination dynamique de la limite thermique des éléments de réseau (I_{max}) est cruciale pour concilier les objectifs de capacité commerciale maximale et de sécurité du réseau. L'utilisation de la *Dynamic Line Rating* (« DLR ») - en particulier en infrajournalier - est considérée comme un *quick win*.

La description actuelle de la méthodologie pour la détermination de I_{max} est vague et plusieurs modes de calcul semblent coexister. La CREG encourage Elia à appliquer la DLR sur toutes ses lignes et à prévoir dans la méthodologie de calcul une transparence et une harmonisation maximales, y compris pour ce qui concerne le *post-processing* des prévisions de la technologie DLR.

4.4.2. Mise en œuvre d'une allocation de capacités intrajournalières fondée sur les flux

50. Dans la proposition actuelle, la capacité de transport disponible est définie à partir des calculs fondés sur les flux, traduits en valeurs ATC. L'allocation de ces capacités par frontière et par direction se fera ensuite par la plate-forme « *Cross Border Intraday Market Project* » ou le « projet XBID » en développement au niveau européen.

La traduction d'un domaine fondé sur les flux en intrajournalier en valeurs ATC intrajournalières sans allocation fondée sur les flux n'est pas optimale. La CREG demande à Elia de collaborer avec les partenaires du projet XBID afin de permettre, le plus rapidement possible, une allocation fondée sur les flux pour le couplage de marché intrajournalier. Par conséquent, la CREG demande à Elia de soumettre un an après le début du FB ID CC un rapport d'avancement sur la collaboration avec les partenaires du projet XBID, les mesures mises en œuvre et les résultats obtenus pour une allocation fondée sur les flux en intrajournalier.

4.4.3. Mise en œuvre de plusieurs recalculs en intrajournalier

51. Actuellement, la proposition prévoit uniquement un recalcul des capacités à l'échéance intrajournalière, soit en J-1, après le couplage de marché journalier, sur la base des *DACF files*. Plus on se rapproche de l'heure de fourniture, mieux les GRT sont informés de l'état du réseau. Plusieurs recalculs de la capacité en intrajournalier, plus proches de l'heure de fourniture, permettent de valoriser ces informations supplémentaires en optimisant la capacité mise à la disposition du marché pour les heures restantes.

52. La CREG demande donc à Elia de livrer un an après le début du FB ID CC une feuille de route pour la mise en place de plusieurs recalculs par jour. La feuille de route doit porter sur les exigences opérationnelles et techniques, comme :

- la coordination intrajournalière entre GRT ;
- la coordination intrajournalière entre GRT et *Regional Security Centers (RSCs)* ;
- la coordination intrajournalière entre GRT et opérateurs désignés du marché de l'électricité (NEMO) ;
- la communication de données et le cadre informatique.

53. Afin que ces recalculs augmentent effectivement la capacité commerciale pour le marché pour un profil de risque identique, la précision des prévisions relatives au réseau, à la production et à la demande doit augmenter à mesure que l'on se rapproche de l'heure de fourniture. La CREG demande à Elia d'indiquer les mesures prises pour obtenir cette plus grande précision de prévision, notamment au niveau des :

- prévisions de la demande et de la production d'énergie renouvelable ;
- prévisions de la production et des *scheduling rules* ;
- *Intraday Individual and Common Grid Models (ID CGM)* et *Intraday Coordinated Flows (IDCF)* qui en résultent.

54. Annexé à cette feuille de route, à livrer un an après le début du FB ID CC, la CREG demande à Elia de fournir un rapport comportant les mesures déjà prises et les résultats obtenus.

4.4.4. Optimisation des marges d'incertitude (« FRM »)

55. A mesure que l'on se rapproche de l'heure de fourniture, les GRT ont plus d'informations sur la situation du réseau à l'heure de fourniture. En général, cela doit dissiper l'incertitude et, par conséquent, réduire les marges de sécurité.

56. Dans le calcul de la capacité journalière, l'incertitude liée aux GSK et la limitation intrinsèque des GSK (linéaires) pour modéliser l'incidence des importations et exportations sur la production, est la principale source d'incertitude et est donc déterminante pour la FRM.

57. Après le couplage de marché journalier, l'incertitude liée aux GSK journaliers est levée car les offres acceptées pour la production sont connues. La CREG estime que la FRM en infrajournalier est donc infime et que par conséquent on peut supposer qu'il est de zéro dans le calcul de la capacité. La demande d'électricité et la production sur la base de l'énergie renouvelable, agrégées au niveau du réseau de transport, peuvent en effet être prévues avec une grande précision.

58. La CREG demande à Elia de fournir, un an après le début du FB ID CC, un rapport sur les mesures prises et sur les résultats obtenus afin de réduire la FRM dans la capacité infrajournalière. Si les valeurs FRM pour le calcul de la capacité infrajournalière ne sont pas réduites à zéro à ce moment, la CREG demande à Elia de le motiver, d'exposer clairement les causes des incertitudes et de lui soumettre un calendrier de projet pour la réduction des marges d'incertitude.

4.4.5. Compatibilité avec une heure antérieure d'ouverture du guichet du couplage de marché infrajournalier

59. L'ouverture du marché infrajournalier dans la région CWE a lieu actuellement à 21h05 le jour avant la fourniture (J-1). Cette heure d'ouverture est redéfinie conformément au règlement (UE) n° 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 (règlement « *Capacity Allocation and Congestion Management* », ci-après : « CACM »). En application de l'article 59 du règlement CACM, les GRT concernés, dont Elia, ont soumis aux régulateurs concernés, dont la CREG, une proposition d'heures d'ouverture du marché infrajournalier pour les échanges transfrontaliers. Une décision sur cette proposition sera prise et publiée par l'ACER dans les prochains mois, toutes les autorités de régulation au niveau européen n'ayant pu se mettre d'accord sur une position commune au sujet de la proposition de l'ensemble des GRT.

60. La CREG demande à Elia de collaborer avec les GRT CWE afin de veiller à ce que le calcul de la capacité infrajournalière dans la région CWE soit compatible avec l'heure d'ouverture fixée dans la proposition précitée, une fois approuvée, et en particulier si l'ouverture est antérieure à 21h05.

61. En général, une heure d'ouverture du marché avancée facilite l'accès des acteurs au marché infrajournalier. La CREG demande donc à Elia d'optimiser, en collaboration avec les autres GRT CWE, le processus et l'heure de calcul de la capacité infrajournalière afin de permettre une ouverture du marché le plus tôt possible. A cet effet, la CREG demande à Elia de soumettre, un an après le début du FB ID CC, un rapport comportant les mesures visant à réduire le temps nécessaire pour le processus de calcul.

5. CONCLUSION

Vu l'article 15.2 du règlement (CE) n° 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003 ;

Vu l'article 23, §2, 38°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité ;

Vu les articles 176, §2, et 180, §2, de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci ;

La CREG remarque une amélioration de la détermination de la capacité de transfert infrajournalière lors de l'introduction d'un processus de recalcul de la capacité de transfert infrajournalière après le couplage de marché journalier. La CREG note également que cela s'intègre dans un processus plus coordonné et automatisé au niveau CWE.

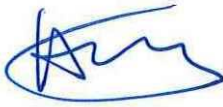
La CREG estime néanmoins que la méthode proposée n'est pas totalement conforme aux articles 16.1 et 16.3 du règlement (CE) n° 714/2009 précité et aux articles 1.7 et 3.5 de l'annexe 1 de ce règlement. En outre, le document soumis par Elia ne répond pas sur le fond à l'article 15, deuxième alinéa, du règlement (CE) n° 714/2009 ni à l'article 5.2 de l'annexe 1 de ce règlement.

Vu que la proposition d'Elia répond à la demande formulée par la CREG dans sa décision 1410 du 23 avril 2015 « relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative à la mise en place d'un couplage de marché journalier basé sur les flux dans la région CWE (Europe Centre-Ouest) », à savoir la réalisation d'un recalcul des capacités pour le couplage de marché infrajournalier CWE de manière automatisée et coordonnée, la CREG approuve la proposition d'Elia. Sur la base du calendrier figurant dans la note explicative accompagnant la proposition d'Elia, reçue le 9 mai 2017, la CREG prévoit le début de l'application de la proposition pour le 1^{er} octobre 2018.

La CREG demande en outre à Elia de tout mettre en œuvre pour se conformer au plus vite aux obligations du règlement (CE) 2015/1222 et du règlement (CE) n° 714/2009. La CREG demande en particulier à Elia de répondre, en collaboration avec les autres gestionnaires de réseaux de la région Europe Centre-Ouest, aux questions figurant dans la section 4.4 de la présente décision et de respecter le calendrier imposé.

Elle demande également à Elia d'améliorer la description de la méthode proposée. Au plus tard trois mois avant le début de la mise en œuvre du calcul de la capacité infrajournalière en Europe Centre-Ouest, la CREG doit recevoir une proposition modifiée pour le 1^{er} juillet 2018 au plus tard, comme mentionné dans la section 4.3. de la présente décision.

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :



Andreas TIREZ
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction

ANNEXE 1

Méthodologie pour le calcul de la capacité intrajournalière

Version française - 9 mai 2017

ANNEXE 2

Position paper by all CWE NRAs on the CWE TSOs' Proposal for a FB IDCC Methodology

Version anglaise - 15 septembre 2017