

Note

(Z)1651
7/09/2017

Note relative aux mesures tendant à améliorer le fonctionnement du marché : mise à jour de la note (Z)160711-CDC-1546

établie en application de l'article 23, § 2, alinéa deux, 2° et 19°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

Non confidentiel

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES	2
1. INTRODUCTION	3
2. MESURES TENDANT A AMELIORER LE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ.....	4
2.1. Mesures tendant à améliorer le couplage des marchés	4
2.1.1. Flux de bouclage.....	4
2.1.2. Congestions internes dans le couplage de marchés	5
2.1.3. Dynamic Line Rating	6
2.1.4. Marges de sécurité pour les éléments critiques du réseau	7
2.1.5. Flow Factor Competition	7
2.1.6. Transparence et REMIT	8
2.1.7. Transformateurs-déphaseurs.....	8
2.1.8. Incidence des intraday Quick-Wins	9
2.1.9. Mise en œuvre des codes de réseau.....	11
2.2. Renforcement de la responsabilité des ARP	11
2.3. Scarcity Pricing.....	12
2.4. Réduction des obstacles aux agrégateurs	13
2.5. Abolition de la facturation double pour le stockage.....	14
2.6. Amélioration de la réserve stratégique.....	14
3. RESUME	16
REFERENCES	17

1. INTRODUCTION

1. Dans une lettre datée du 29 juin 2016, la ministre de l'Énergie, Marie-Christine Marghem a demandé à la CREG de formuler une réponse à sept questions relatives au fonctionnement du marché belge de l'électricité. La CREG a répondu à ces questions dans sa note (Z) 1546¹ du 11 juillet 2016. Pour chacune des sept questions, cette note contenait une description des problèmes rencontrés, ainsi qu'une série de propositions tendant à améliorer le fonctionnement du marché.

2. Les sept questions traitées dans la note (Z) 1546 sont énumérées ci-après à titre d'information :

- 1) l'incidence des flux de bouclage sur notre réseau de transport et donc sur notre capacité d'importation et les mesures proposées pour y remédier ;
- 2) l'incidence de la notion de « création optimale de bien-être » dans la zone CWE sur les possibilités d'importations et les mesures proposées pour y remédier ;
- 3) l'adaptation de la clôture des marchés à un moment aussi proche que possible du temps réel ;
- 4) la révision des règles en matière d'écarts de production pour les parcs éoliens *offshore*, afin de responsabiliser davantage les RES dans leur obligation d'équilibre du réseau ;
- 5) le renforcement de la responsabilité des ARP par le biais d'un accroissement des tarifs de déséquilibre ou par celui de la nature de l'obligation pesant sur elles ;
- 6) la suppression de la double facturation injection/prélèvement pour le pompage-turbinage ;
- 7) un éventuel encadrement des agrégateurs et la création d'un statut d'ARP allégé pour leur permettre un accès au marché.

3. En plus de ces sept questions, la CREG a intégré dans sa note une proposition relative à l'amélioration du mécanisme de la réserve stratégique ainsi qu'à la législation qui l'organise. La note totalisait ainsi 25 propositions, qui étaient supposées, après traitement au niveau européen ou national, améliorer le fonctionnement du marché belge de l'électricité. Ces 25 propositions sont énumérées au point II. Résumé de la note mentionnée.

4. Dans sa lettre du 6 juillet 2017, la ministre de l'Énergie a demandé à la CREG d'actualiser, le cas échéant, la note (Z) 1546. Certains aspects du marché belge de l'électricité ont en effet évolué depuis l'année précédente et certaines des propositions et initiatives figurant dans la note initiale ont été exécutées en tout ou en partie. La présente note tente donc de faire le point sur l'état d'avancement de certains points essentiels de la note initiale.

5. Dans les pages qui suivent, les questions et propositions initiales seront rassemblées dans les catégories suivantes : couplage des marchés, renforcement de la responsabilité des ARP, *scarcity pricing*, abaissement des barrières pour les agrégateurs, suppression de la double facturation pour le pompage-turbinage et réserves stratégiques.

¹ [Note \(Z\)160711-CDC-1546](#) relative aux mesures tendant à améliorer le fonctionnement du marché.

2. MESURES TENDANT A AMELIORER LE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ

2.1. MESURES TENDANT À AMÉLIORER LE COUPLAGE DES MARCHÉS

2.1.1. Flux de bouclage

6. Dans de précédentes études et notes, la CREG s'était déjà penchée sur les problèmes des flux de bouclage et des flux de transit, entre autres mais pas exclusivement dans l'étude (F) 1352² et la note (Z) 1546. A titre d'information, la CREG rappelle ci-dessous les définitions retenues pour ces deux concepts :

- Flux de transit : flux physiques au travers d'autres zones de prix (pays) qui découlent d'échanges commerciaux d'énergie entre zones de prix (pays). Ces flux énergétiques découlent d'une allocation de capacités fondée sur le marché (comme le couplage implicite de marchés fondé sur les flux dans la région CWE).
- Flux de bouclage : flux physiques dans des zones de dépôt des offres (pays) qui découlent d'échanges commerciaux d'énergie au sein d'une seule autre zone de dépôt des offres (pays). Contrairement aux flux de transit, les flux de bouclage ne découlent pas d'une allocation de capacités fondée sur le marché mais bénéficient d'un accès prioritaire au réseau. L'ampleur des flux de bouclage dépend des caractéristiques physiques du réseau, de l'ampleur et de la configuration des zones d'enchères et de la localisation de la consommation et de la production dans le réseau.

7. Les flux de bouclage limitent parfois fortement les échanges de capacités entre zones. Cette situation résulte de deux facteurs. D'une part, les flux de bouclage bénéficient, selon les règles actuelles du marché, d'un accès prioritaire au réseau, et limitent de ce fait les capacités de transport affectées aux échanges transfrontaliers. D'autre part, l'ampleur des flux de bouclage est difficile à anticiper, rendant l'exploitation du réseau incertaine. Si cette incertitude se traduit par des marges de sécurité plus importantes, cela réduit encore la capacité disponible à des fins commerciales (voir point 2.1.4. Marges de sécurité sur des éléments critiques du réseau). Il en découle donc que le traitement prioritaire des flux de bouclage n'est pas conforme aux règles des articles 16(1) et 16(3) du règlement (CE) 714/2009.

8. A la suite d'une concertation constructive entre Elia et la CREG, Elia a élaboré en 2016 une méthode³ de calcul des flux de bouclage prévus aux frontières BE-NL et BE-FR. Depuis le 1^{er} janvier 2017, ces valeurs - méthode de calcul comprise - sont publiées à l'intention de tous les acteurs du marché sur le site Internet d'Elia, en vue de garantir une transparence totale.

9. Il ressort d'une première analyse des données publiées à la Figure 1, pour la période comprise entre le 1^{er} janvier et le 31 juillet 2017, que des flux de bouclage quasi structurels sont observés du nord vers le sud sur tout le réseau de transport belge (NL > BE > FR). Des flux de bouclage sont constatés dans le sens inverse pendant un nombre d'heures très limité (3 % des données analysées). En outre, il est frappant de remarquer que, durant un grand nombre d'heures (41 % du temps), ces flux de bouclage nord-sud sont supérieurs à 1.000 MW et atteignent parfois des pointes allant jusqu'à 2.400

² Etude (F)140908-CDC-1352 relative au marché de gros belge en cas de rareté et de pénurie d'électricité.

³ <http://www.elia.be/~media/files/Elia/Grid-data/Interconnections/New-Loop-Flows-calculation.pdf>.

MW. Ces flux de bouclage ont dès lors une incidence très négative sur les capacités de transport entre zones mises à la disposition du marché, ce que la CREG avait déjà observé en pratique, entre autres dans sa note (Z) 1655.⁴

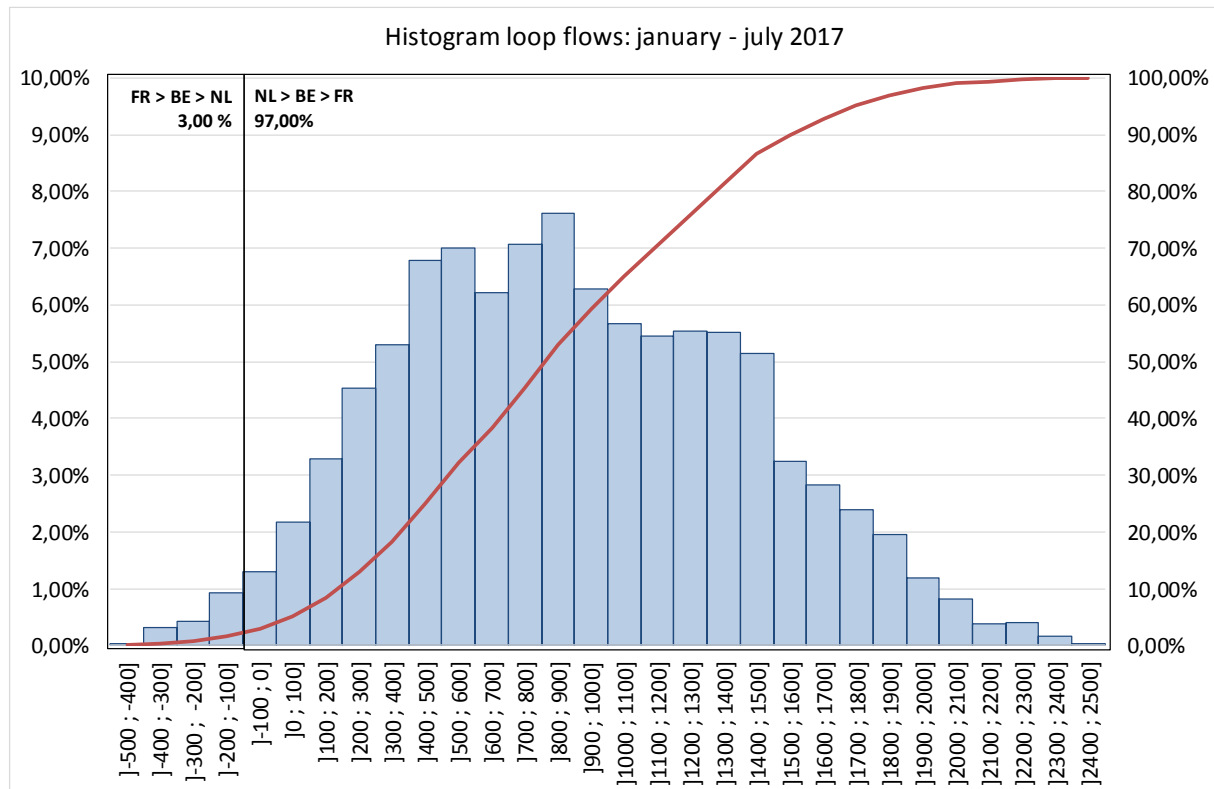


Figure 1 Histogramme des flux de bouclage calculés entre le 1^{er} janvier et le 31 juillet 2017
Sources : données Elia, calculs CREG

10. L'ampleur et l'incidence des flux de bouclage découlent directement de la configuration actuelle des zones de prix dans la région CWE et des règles actuellement en vigueur sur le marché pour le calcul coordonné des capacités entre les différentes zones de prix. Un traitement efficace des flux de bouclage nécessite donc une coordination transfrontalière des GRT et des régulateurs.

11. Afin de maîtriser l'incidence des flux de bouclage, la CREG a déjà adopté une série de mesures et formulé des propositions aux GRT et régulateurs concernés. Premièrement, la transparence de ces chiffres est assurée par la publication quotidienne des données sur le site Web d'Elia. Sur la base de ces données, tous les acteurs concernés peuvent proposer des solutions plus adéquates au problème. Dans le cadre de sa « proposition CBCO », qui est exposée en détail au point 2.1.2., la CREG a également proposé une mesure visant à garantir une capacité minimale pour les interconnexions entre les différentes zones de dépôt des offres. En outre, elle collabore avec Elia pour mieux maîtriser ces flux de bouclage grâce à une utilisation plus efficace et plus large des transformateurs-déphaseurs disponibles. Cela doit bien entendu être coordonné avec les autres GRT de la région CWE.

2.1.2. Congestions internes dans le couplage de marchés

12. Les zones de dépôt des offres de la région CWE sont actuellement couplées pour l'échange d'électricité à l'échéance journalière via le couplage de marchés fondé sur les flux. Ce mécanisme prend en compte tous les éléments critiques du réseau (les *critical branches*) qui sont surveillés par les

⁴ Note (Z) 1655 Review of CWE day-ahead market results during May 1 2017.

GRT de la région. Ensuite, le mécanisme fondé sur les flux calcule, à l'aide de la marge disponible sur ces éléments du réseau, les échanges commerciaux potentiels entre les différentes zones de dépôt des offres.

13. Après l'approbation formelle du couplage de marchés fondé sur les flux par les régulateurs de la région CWE en mars 2015, différents GRT ont intégré de nouveaux éléments de réseau (internes) dans le couplage de marchés. Lorsque ces éléments du réseau interne limitent le couplage des marchés, la congestion interne d'une zone de dépôt des offres est ainsi déplacée vers les frontières entre zones de dépôt des offres, ce qu'interdisent les règles de l'annexe 1 du règlement (CE) 714/2009, du règlement (CE) 2015/1222 et une recommandation récente de l'ACER⁵.

14. Suite au constat dressé par la CREG sur la base des données de monitoring et sur la base d'analyses réalisées par Elia à la demande de la CREG, cette dernière a élaboré une proposition relative à une nouvelle méthode de sélection des éléments critiques du réseau qui peuvent servir de base au couplage des marchés fondé sur les flux dans la région CWE. Cette méthodologie a été communiquée par la CREG aux régulateurs de la région CWE (mars 2017) et aux GRT de la région CWE (avril 2017) lors de différents ateliers et concertations. Dans le cadre de la mise en œuvre du code de réseau CACM (et en particulier de la méthodologie coordonnée de calcul de la capacité dans la région CORE), cette proposition a également été soumise à l'ensemble des régulateurs et des GRT pour le calcul de la capacité dans la région CORE.

15. L'objectif de la nouvelle règle de sélection des éléments critiques du réseau est multiple : empêcher la discrimination entre échanges d'électricité internes et entre zones, diminuer l'impact des flux de bouclage sur les capacités de transport disponibles entre zones et garantir une marge disponible minimale sur les éléments de réseau qui limitent les échanges commerciaux entre zones de dépôt des offres.

16. Cette proposition est soutenue par les régulateurs français, néerlandais et luxembourgeois. Les régulateurs allemand et autrichien n'ont pas encore pris de position claire. Le régulateur allemand est plutôt opposé à la proposition et le régulateur autrichien attend les analyses du GRT autrichien.

2.1.3. Dynamic Line Rating

17. Un paramètre important dans le calcul de la capacité (fondé sur les flux) est le flux maximal d'électricité, ou, partant, la puissance électrique maximale que peut supporter un élément critique du réseau. Cette valeur maximale est généralement appelée ampacité et dépend fortement, dans la pratique, de conditions météorologiques comme la température ambiante et les vitesses du vent. En règle générale, des températures plus élevées et des vitesses du vent plus faibles ont un effet négatif sur le flux d'électricité maximal d'une ligne à haute tension, et vice versa.

18. Tout au long de 2016, la CREG a manifesté à différentes occasions à Elia, dans ses études et ses rencontres, son souhait de voir également appliqués les moyens déjà investis pour le monitoring en temps réel des capacités maximales sur un certain nombre d'éléments critiques du réseau, au calcul de capacités des marchés journalier et infrajournalier. Elia utilise en effet depuis fin 2014 la technologie d'Ampacimon pour surveiller de manière dynamique avec le *Dynamic Line Rating* les ampacités de certaines lignes à haute tension en fonction des conditions climatiques. L'utilisation de ces valeurs dynamiques pour chiffrer les flux d'électricité maximaux dans le calcul de capacités contraste avec les approches conservatrices précédentes dans lesquelles ces paramètres d'*input* constituaient une valeur fixe tout au long de l'année ou étaient des valeurs saisonnières.

⁵ [Recommandation](#) of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 02/2016 of 11 November 2016 on the common capacity calculation and redispatching and countertrading cost sharing methodologies.

19. Pour répondre au souhait de la CREG, Elia avait soumis en avril 2017 une demande d'approbation d'une méthodologie pour l'utilisation du *Dynamic Line Rating* dans le calcul de la capacité journalière et infrajournalière. Le projet de décision de la CREG relatif à cette proposition a été soumis à la consultation de l'ensemble des parties intéressées à l'été 2017 et la décision finale est attendue pour le courant du troisième trimestre 2017.

2.1.4. Marges de sécurité pour les éléments critiques du réseau

20. Les GRT de la région CWE ont soumis début 2017 une proposition comportant de nouvelles valeurs pour les marges de sécurité. Les marges de sécurité sont utilisées lors de la détermination de la capacité de transport commerciale disponible pour le couplage de marchés journalier. Cette proposition devrait améliorer la marge de sécurité de plus de 100 % sur certaines lignes de transport.

21. La CREG a effectué des calculs sur la base des données de monitoring afin d'estimer l'impact des valeurs proposées pour les marges de sécurité. Ces calculs ont montré que le nombre de cas de pré congestion, où peu voire aucune capacité n'est disponible pour les échanges entre zones, augmenterait de manière drastique. Ces calculs ont été partagés et discutés avec les autres régulateurs CWE et avec les GRT de la région CWE.

22. Lors de cette concertation, les régulateurs CWE et les GRT CWE sont parvenus au consensus selon lequel une nouvelle réduction de la capacité commerciale par l'augmentation des marges de sécurité n'était pas une option, compte tenu de la capacité disponible déjà très limitée pour le commerce entre zones durant l'hiver 2015-2016 et l'hiver 2016-2017.

23. Par leur décision unanime de ne pas continuer à augmenter les marges de sécurité, les GRT CWE envoient un signal positif. La CREG plaide pour la mise en œuvre de mesures structurelles (au niveau de la coordination, de l'innovation technologique et du fonctionnement du marché) afin de diminuer l'incertitude qui pèse sur les flux physiques en temps réel et d'assurer ainsi la sécurité d'exploitation du réseau.

2.1.5. Flow Factor Competition

24. La problématique du *flow factor competition* a été introduite et discutée en détails dans la note (Z)1546. Le *flow factor competition* met en évidence l'avantage structurel dont bénéficie les grandes zones de dépôt des offres (comme l'Allemagne et la France) par rapport à de plus petites zones (comme les Pays-Bas et la Belgique) lors de l'allocation de la capacité disponible pour le commerce transfrontalier dans un couplage de marchés basé sur les flux.

25. Le *flow factor competition* a directement donné lieu à l'introduction de l'*adequacy patch* pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la Belgique. Sans cet *adequacy patch*, il serait en effet possible que la Belgique ne puisse importer en cas de prix maximal de 3.000 €/MWh, un risque constaté par la CREG en 2014.

26. En cas de prix inférieurs à 3.000 €/MWh, le *flow factor competition* peut créer une concurrence déloyale entre la Belgique et ses pays voisins de plus grande taille lors de l'allocation de capacité transfrontalière. Pour mesurer ce risque, les régulateurs CWE ont accepté la demande de la CREG consistant à réaliser une étude à ce sujet. Cette étude sur le *flow factor competition*, réalisée par des consultants externes, a été entamée en novembre 2016 et est toujours en cours.

27. Des résultats intermédiaires montrent que les méthodes utilisées par des GRT pour calculer les paramètres fondés sur les flux (et qui sont à la base du *flow factor competition*) varient fortement. En outre, les valeurs calculées, selon la méthode utilisée, sont souvent très différentes des données observées en temps réel. Enfin, il apparaît que jusqu'à 70 % des heures, les valeurs calculées ont été

adaptées par les GRT pour garantir les échanges liés aux droits à long terme alloués (*LTA inclusion*). Ces adaptations n'ont plus de lien avec les paramètres fondés sur les flux initialement calculés et rendent dès lors impossible l'observation des effets du *flow factor competition*.

28. Sur la base de ces résultats intermédiaires, l'étude sur le *flow factor competition* s'est focalisée non plus sur l'« allocation », mais sur le « calcul » préalable de la capacité transfrontalière disponible. L'étude est désormais axée sur l'analyse de la précision des différentes méthodes de calcul des paramètres fondés sur les flux, et leur incidence sur la capacité transfrontalière disponible. Le rapport final est attendu pour octobre 2017.

2.1.6. Transparence et REMIT

29. Le règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie impose aux acteurs du marché (GRT inclus) des obligations visant à améliorer la transparence et la confiance dans l'intégrité des marchés de gros de l'énergie. Un accès égal à l'information sur l'état matériel et la performance du réseau de transport est nécessaire pour permettre à l'ensemble des acteurs du marché d'évaluer la situation globale de l'offre et de la demande et de déterminer les raisons des fluctuations des prix de gros. Une surveillance efficace du fonctionnement du marché de l'électricité nécessite notamment un accès régulier et en temps voulu aux données structurelles relatives à la capacité et à l'utilisation des installations de transport d'électricité⁶. En collaboration avec les autres régulateurs de la région CWE, le signal est donné aux GRT, déjà depuis la mise en œuvre du couplage de marchés fondés sur les flux en mai 2015, que la transparence du couplage de marchés avait une importance capitale. Les acteurs du marché ont en effet besoin d'obtenir en temps voulu des données complètes pour prendre une décision éclairée sur leur positionnement sur les marchés journalier et intrajournalier. Pour favoriser la transparence, les GRT de la région CWE ont, après une intense concertation avec les régulateurs et les acteurs du marché, fixé ensemble en mai 2017 les règles de publication d'un ensemble de données critiques, dont la version non anonyme des éléments critiques du réseau dans le calcul de capacité fondé sur les flux.

2.1.7. Transformateurs-déphaseurs

30. La Belgique dispose pour l'instant de quatre transformateurs-déphaseurs à sa frontière avec les Pays-Bas. Les transformateurs-déphaseurs sont utilisés pour envoyer des flux sur le réseau de transport européen. La mesure dans laquelle les flux peuvent être corrigés dépend de la puissance installée. La direction dans laquelle les flux sont corrigés dépend de la position des *tabs*.

31. Etant donné que les transformateurs-déphaseurs influent sur les flux physiques tant sur le réseau belge qu'en dehors, leur utilisation sur les différentes échéances (journalière, intrajournalière et temps réel) est coordonnée au niveau CWE. Initialement, les transformateurs-déphaseurs sont en position neutre. En phase de coordination du couplage de marchés journalier, la position est adaptée afin qu'une capacité plus importante soit disponible pour le commerce transfrontalier. La portée complète des transformateurs-déphaseurs n'est ainsi pas utilisée. Aux fins de sécurité du réseau, 6 positions *tab* sont en effet gardées en réserve pour corriger les flux physiques en temps réel.

⁶ [Note \(Z\) 1655](#) Review of CWE day-ahead market results during May 1 2017.

32. Le fait que les transformateurs-déphaseurs soient utilisés en coordination avec d'autres GRT et que leur efficacité soit étroitement liée à la conception de marché dans son ensemble est clairement démontré par les simulations qu'Elia a réalisées à la demande de la CREG en janvier 2017. Dans ces simulations, Elia a calculé quelle aurait été l'incidence sur les résultats du marché de novembre 2016 (quand la Belgique ne pouvait importer que 1.231 MW en moyenne) si les quatre transformateurs-déphaseurs avaient été utilisés à la frontière belgo-néerlandaise pour limiter les flux de bouclage dans toute la Belgique. Les simulations montrent que la capacité d'importation belge et française aurait diminué plutôt qu'augmenté. D'après les résultats, cette diminution est liée au fait que des éléments de réseau internes de la zone de dépôt des offres allemande - qui sont plus chargés en raison de la diminution des flux de bouclage - peuvent limiter le commerce transfrontalier dans la méthodologie actuelle du couplage de marchés fondé sur les flux (voir point 2.1.2.).

33. Depuis avril 2017, Elia envoie chaque mois à la CREG un aperçu de la position des transformateurs-déphaseurs, par heure et par échéance (journalière, intrajournalière et temps réel). Elia a également fourni à la CREG les données historiques depuis l'année 2014. A l'aide de ces données, la CREG vérifiera dans quelle mesure les transformateurs-déphaseurs sont effectivement utilisés pour maximiser la capacité destinée au commerce transfrontalier. En concertation avec Elia et les régulateurs concernés, la CREG identifiera les possibilités d'améliorer davantage l'utilisation de ces transformateurs-déphaseurs.

2.1.8. Incidence des *intraday Quick-Wins*

34. Les *intraday Quick-Wins*, un projet dans lequel Elia, RTE et Tennet, en collaboration avec les bourses d'énergie APX et EPEX SPOT, allouent de la capacité de manière implicite aux frontières belgo-française et belgo-néerlandaise. Cette solution remplace depuis le 5 octobre 2016 les précédentes méthodes d'allocation de la capacité intrajournalière, où la capacité d'interconnexion était vendue de manière explicite notamment à la frontière belgo-française. Les *Quick-Wins* ont été mis en œuvre durant la deuxième quinzaine de septembre 2016.

35. L'objectif de leur mise en œuvre aux deux frontières est de compléter le couplage de marchés implicite pour l'échéance intrajournalière dans la région CWE. Ainsi, toutes les zones de cette région (zones de dépôt des offres belge, néerlandaise, française, allemande et autrichienne) sont implicitement couplées et l'allocation de la capacité se fait selon les mêmes règles à chacune des frontières de la région CWE.

36. Depuis la création du marché intrajournalier pour la fourniture de produits énergétiques dans la zone de dépôt des offres belge, le volume négocié a continuellement augmenté, avec une stagnation en 2015. (Tableau 1). En 2016, les volumes négociés ont augmenté dans la même proportion que pendant la période 2009-2010 ; pour les huit premiers mois de l'année 2017, une forte croissance de 361 GWh est observée par rapport à l'ensemble de l'année précédente.

37. Pour déterminer s'il existe une corrélation avec l'introduction des *quick wins*, les volumes négociés mensuellement sur la période 2014-2017 sont repris. Depuis octobre 2017, la Figure 2 illustre la forte hausse mensuelle des volumes négociés, avec des valeurs records de 239 GWh en août 2017. Il en va de même pour les volumes des transactions transfrontalières, ce qui confirme que ces dernières sont le moteur de l'amélioration de la liquidité depuis octobre 2016.

En d'autres termes, une nette amélioration structurelle de la liquidité du marché intrajournalier belge est constatée depuis l'introduction des *quick wins*.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Belpex CIM Price [EUR/ MWh]	84,46	41,78	49,88	55,59	51,66	52,40	42,55	43,85	37,97	44,11
Belpex DAM Price [EUR/MWh]	87,80	41,57	49,12	54,16	51,08	52,58	41,62	44,41	37,20	40,77
Belpex CIM Volume [GWh]	61	167	254	364	513	651	786	749	1.089	1.450
Import [GWh]	-	-	-	-	-	--	395	357	402	603
Export [GWh]	-	-	-	-	-	-	302	239	552	754

Tableau 1 : Volumes annuels totaux des produits énergétiques infrajournaliers, y compris les volumes exportés et importés. Prix annuels moyens des marchés journalier et infrajournalier belges.

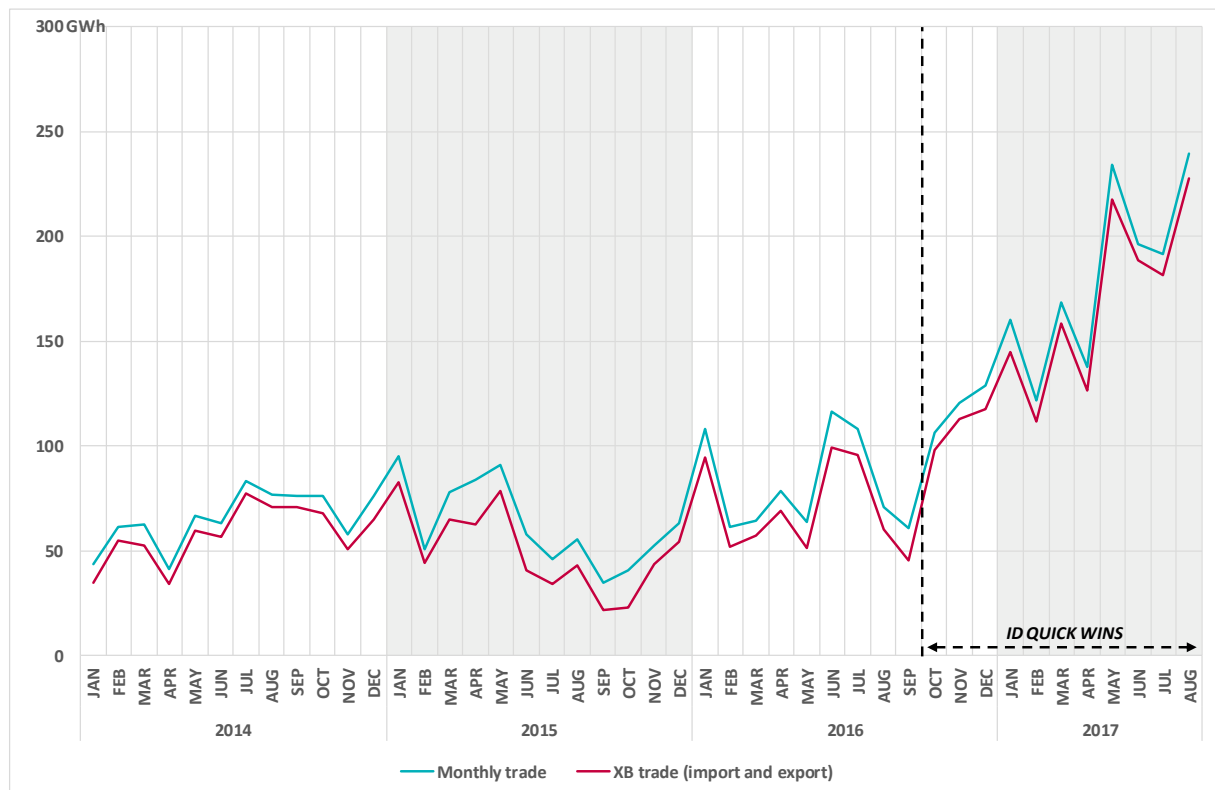


Figure 2 : Volumes mensuels totaux négociés sur le marché infrajournalier belge, y compris les volumes issus des transactions transfrontalières⁸

⁷ Jusqu'en août 2017 inclus.

⁸ La différence entre le *monthly trade* et le *XB trade* porte sur les ordres couplés localement (sur le marché belge).

2.1.9. Mise en œuvre des codes de réseau

38. Le troisième paquet énergie, et en particulier le règlement (CE) 714/2009, prévoyait déjà en 2009 l'élaboration et la mise en œuvre de procédures, notamment, pour l'harmonisation des règles nationales et européennes en matière de commerce d'électricité. Trois règlements ont donc été élaborés : CACM⁹, FCA¹⁰ et *Balancing*¹¹.

39. Le règlement CACM a un impact majeur sur le fonctionnement journalier et infrajournalier des marchés interconnectés dont la zone de dépôts des offres belge fait partie. Depuis l'entrée en vigueur du règlement, la CREG a joué un rôle actif et moteur dans la coordination de la mise en œuvre du règlement CACM. Cette mise en œuvre repose sur les GRT et les régulateurs de l'Union européenne qui doivent interagir pour élaborer un certain nombre de conditions ou méthodologies visant à réaliser le couplage unique journalier et infrajournalier. Des étapes importantes ont été franchies en 2016 et 2017 : la délimitation des régions de calcul de la capacité constitue par exemple la base d'une intense collaboration entre tous les GRT et les régulateurs de 13 Etats membres d'Europe continentale en matière de calcul coordonné de capacités. En outre, une méthodologie d'élaboration du modèle de réseau commun a été mise au point par tous les GRT européens et approuvée ensuite par tous les régulateurs, afin de calculer les capacités entre zones de manière coordonnée. La désignation d'un ou plusieurs opérateurs du marché de l'électricité désignés (NEMO) doit garantir la collaboration entre bourses d'électricité potentiellement concurrentes afin de définir les fonctions de couplage de marchés (fonctions MCO). A cet effet, EPEX Spot Belgium et Nord Pool ont été désignés comme NEMO par décret ministériel de février 2016.

40. La difficulté majeure liée à la mise en œuvre du règlement CACM consistait à définir la méthodologie coordonnée de calcul de la capacité. Cette méthodologie doit être mise au point par les GRT au niveau de la région de calcul de la capacité CORE et être approuvée par les régulateurs. Pour ce faire, un calcul de la capacité fondé sur les flux est développé pour les échéances journalières et infrajournalières. Depuis le début, la CREG joue un rôle moteur dans la coordination entre tous les régulateurs et les GRT de la région CORE, afin de veiller à ce que la mise au point et la mise en œuvre de la méthodologie coordonnée de calcul de la capacité répondent à toutes les exigences légales et garantissent la fluidité du fonctionnement du marché.

2.2. RENFORCEMENT DE LA RESPONSABILITÉ DES ARP

41. Fin mars 2014, les réacteurs nucléaires Doel 3 et Tihange 2 ont été mis à l'arrêt pour une durée indéterminée pour des raisons de sécurité, ce qui a suscité nombre de préoccupations quant à la sécurité d'approvisionnement de la Belgique. A l'époque, la CREG avait examiné le marché de gros belge en cas de rareté et de pénurie d'électricité et avait publié une étude¹² à ce sujet (septembre 2014).

42. Dans cette étude, la CREG indiquait notamment : « Un délestage temporaire et limité que le gestionnaire de réseau est contraint d'effectuer en vue d'éviter un black-out total est forcé et non sélectif. Il convient que ce cas de figure évolue autant que possible vers un délestage non forcé (ou contractuel) et sélectif. Il peut se matérialiser en délestant d'abord les secteurs « non prioritaires » du responsable d'équilibre à la base d'une pénurie d'électricité qui conduit au délestage forcé. Ce principe

⁹ 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.

¹⁰ Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme.

¹¹ Ce règlement n'a pas encore été publié ni n'est entré en vigueur.

¹² [Etude](#) (F)140908-CDC-1352.

est actuellement déjà d'application sur le marché du gaz, mais pas encore au niveau de l'électricité. Le délestage peut intervenir selon un ordre établi de manière transparente entre le responsable du déséquilibre et ses clients. A cet effet, il est nécessaire qu'Elia puisse effectuer une évaluation correcte en temps réel du déséquilibre individuel de chaque responsable d'équilibre, chose qui est déjà d'application chez Fluxys depuis 2007. »

43. La mesure visant à délester de manière sélective des clients situés dans le périmètre du responsable d'équilibre (ou ARP) qui est à l'origine du problème de sécurité d'approvisionnement est ensuite présentée une nouvelle fois dans la note de la CREG relative à l'étude d'Elia portant sur le besoin d'« *adequacy* » et de flexibilité dans le système électrique belge pour la période 2017-2027¹³ et dans la première note de la CREG comportant des mesures tendant à améliorer le fonctionnement du marché¹⁴.

44. Un effet du délestage sélectif permet d'escompter que l'ARP perçoive un incitant visant à éviter le délestage sélectif, car il pourrait perdre des clients. La possibilité du délestage sélectif, combinée au tarif de déséquilibre de 4.500 €/MWh en cas de pénurie structurelle, constitue un ensemble complet de mesures qui responsabiliseront l'ARP afin qu'il maintienne son équilibre et assure ainsi la sécurité d'approvisionnement. L'introduction du délestage sélectif doit dès lors être considérée comme l'application cohérente de la politique actuelle, à savoir le renforcement du rôle central et de la responsabilité des ARP.

45. L'actuelle imperfection du marché, par laquelle d'une part, des ARP peuvent épargner sur la capacité (de production) mais qui ne porte pas préjudice à leurs clients en vertu des règles actuelles et et d'autre part, les coûts peuvent être répercutés sur d'autres clients, sera résolue par cette combinaison de mesures. Il peut en résulter une diminution, voire une disparition du besoin de réserve stratégique ou d'un autre mécanisme de capacités.

46. Le délestage sélectif de clients n'est possible que si le déséquilibre par ARP (quasiment en temps réel) est connu avec suffisamment de précision. La CREG a pris l'initiative en 2014 d'en discuter avec les gestionnaires de réseaux. La CREG a reçu en 2016 des premiers résultats de Synergrid, la fédération des gestionnaires de réseaux, au sujet du calcul quasiment en temps réel du déséquilibre par ARP.

47. La CREG a rédigé un projet de note sur les éventuels principes du délestage sélectif. Un grand nombre d'acteurs du marché ont été consultés, fût-ce non publiquement, au cours de la dernière période estivale. Le projet de note sera adapté en fonction des réactions reçues.

2.3. SCARCITY PRICING

48. En 2016, l'unité CORE de l'Université Catholique de Louvain a réalisé une étude relative à l'analyse du bienfondé de l'application à la Belgique d'une méthode de rémunération des réserves en situation de rareté comme proposée par William Hogan et appliquée actuellement au Texas. Cette méthode prévoit la détermination d'un supplément de prix fonction de la rareté des réserves présentes en temps réel dans le système. Ce supplément de prix est fonction de la valorisation de l'énergie défaillante et de la probabilité de défaillance du système. Ce supplément de prix est appliqué au prix du déséquilibre et permet de rémunérer les participants à ce marché.

¹³ [Note](#) (Z)160527-CDC-1532 relative à l'étude d'Elia portant sur le besoin d'*adequacy* et de flexibilité dans le système électrique belge pour la période 2017-2027.

¹⁴ [Note](#) (Z)160711-CDC-1546.

49. L'étude a permis de mettre en évidence que les unités belges de production au gaz de type cycle combinés étaient profitables pour la période étudiée pendant laquelle plusieurs unités de production nucléaires étaient à l'arrêt. L'étude a également permis de mettre en évidence que le supplément de prix disparaissait quand la situation revenait à la normale.

50. Cette méthode rémunère principalement la flexibilité, c'est à dire les unités capables de faire varier leur production (consommation) rapidement. Elle n'est pas liée à une technologie particulière, permet la participation de la demande et devrait faciliter la transition énergétique. Elle peut constituer une alternative aux mécanismes de rémunération de la capacité.

51. La CREG a lancé au cours de l'été 2017 un appel d'offres pour la réalisation d'une seconde étude qui a pour objectif de définir le *design* du mécanisme proposé pour une application éventuelle ainsi que les interactions avec le mécanisme de *balancing* et le couplage des marchés en jour moins un. Cette nouvelle étude démarrera à la fin de l'année 2017.

2.4. RÉDUCTION DES OBSTACLES AUX AGRÉGATEURS

52. Après avoir analysé les obstacles à la participation de la demande aux marchés, la CREG est arrivée à la conclusion qu'un obstacle majeur à cette participation était l'absence d'un cadre légal organisant le transfert d'énergie.

53. De façon à y remédier, dans son étude 1459¹⁵ sur les moyens à mettre en œuvre pour faciliter l'accès à la gestion de la demande en Belgique, la CREG a proposé les principes d'un nouveau modèle de marché destiné à permettre au client final de valoriser sa flexibilité par lui-même ou un intermédiaire de son choix, indépendamment de son fournisseur d'énergie. Elle a également proposé en annexe à cette étude un projet de loi destiné à créer le cadre légal pour sa mise en œuvre.

54. Ce projet de loi a servi de base à l'adoption de la loi du 13 juillet 2017 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

55. La mise en œuvre opérationnelle du nouveau cadre légal requière à présent l'adoption de règles organisant le transfert d'énergie et la rémunération de l'énergie transférée¹⁶ ainsi que leur mise en place effective, ce à quoi la CREG va s'atteler ces prochains mois.

56. L'application progressive débutera par le marché des offres libres de réserve tertiaire. Son extension aux autres marchés devra être poursuivie dans les meilleurs délais de façon à couvrir l'ensemble des marchés.

¹⁵ Studie (F) 160503-CDC-1459 sur les moyens à mettre en œuvre pour faciliter la participation de la flexibilité de la demande aux marchés de l'électricité en Belgique

¹⁶ Suite à la proposition d'Elia

2.5. ABOLITION DE LA FACTURATION DOUBLE POUR LE STOCKAGE

57. Concernant l'exonération de la cotisation fédérale, celle-ci sera d'application à partir du 1^{er} janvier 2018 suite à la loi du 13 juillet 2017.

58. Concernant l'application d'un régime tarifaire particulier (au niveau du transport) pour le stockage, des adaptations légales ont été implémentées suites aux recommandations de la CREG.

59. La CREG effectue actuellement un *benchmarking* des tarifs de transport appliqués au stockage d'électricité en Belgique ainsi que dans 10 pays européens pertinents. Une fois les conclusions de cette étude connue (vers la fin octobre 2017), la CREG pourra se prononcer sur la nécessité – ou non – de modifier sa méthodologie tarifaire pour instaurer un régime tarifaire distinct pour le stockage d'électricité.

2.6. AMELIORATION DE LA RESERVE STRATEGIQUE

60. Dans sa note 1546, la CREG proposait des améliorations qui pourraient être apportées au mécanisme de la réserve stratégique. Un groupe de travail composé de représentants du SPF économie, de la CREG et d'Elia a ensuite été constitué. Ces travaux ont débouché sur un projet de loi destiné à améliorer le mécanisme de la réserve stratégique notamment sur les points suivants :

- élargissement de l'obligation de notifier une mise hors service ou une réduction de capacité de façon à améliorer la vue sur les capacités disponibles et à clarifier le champ d'application de l'article 4bis ;
- renforcement des conséquences liées à une notification d'arrêt définitif de façon à améliorer la prévisibilité des mises à l'arrêt annoncées (notamment, interdiction de retour sur le marché) ;
- clarification des conditions dans lesquelles un exploitant peut renoncer à une mise à l'arrêt temporaire en vue de revenir sur le marché et détermination d'un calendrier à respecter pour éviter les interférences avec un appel d'offres ;
- détermination des modalités financières de retour sur le marché des unités ayant annoncé leur arrêt temporaire de façon à éviter toute distorsion de concurrence ;
- augmentation de la transparence sur les notifications de mise à l'arrêt ou de réduction de capacité via une publication centralisée sur le site du SPF Economie ;
- augmentation de la visibilité sur les besoins d'adéquation et de flexibilité à moyen terme par l'attribution au gestionnaire du réseau de la tâche de réaliser tous les deux ans une analyse à dix ans des besoins du système électrique belge en matière d'adéquation et de flexibilité ;
- limitation de la durée de contractualisation à 1 an ;
- introduction de la possibilité pour le Ministre de revoir le volume de la réserve stratégique à constituer après le 15 janvier si les circonstances liées à la sécurité d'approvisionnement ont évolué (notamment en cas d'annonce de retour d'unités sur le marché) ;
- élargissement de l'accès à la réserve stratégique :
 - en permettant l'accès, via des offres de gestion, de la demande à partir de groupes de secours permettant l'ilotage ;
 - en imposant la participation aux unités de production de plus de 25 MW de façon à accroître la concurrence ;
- ajout, en parallèle avec la réserve actuelle (réserve stratégique active) destinée à couvrir un besoin de court terme (1 an) d'une réserve stratégique passive destinée à faire face à un déficit de capacités non présent à court terme, mais mis en évidence à moyen terme par les études du besoin d'adéquation à 3 ans et à 10 ans du gestionnaire du réseau. Les unités en réserve passive seraient placées sous cocon dans le but d'en réduire le coût de réservation.

61. Par ailleurs, trois adaptations ont été apportées aux règles de fonctionnement à la demande de la CREG pour améliorer l'égalité de traitement entre production et demande.

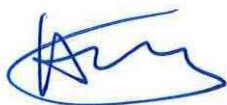
62. Pour établir le parallélisme avec l'obligation pour les unités de production participant à la réserve stratégique d'être hors marché, d'une part, un critère de disponibilité de la capacité pendant les heures à prix de marché élevé a été introduit de façon à exclure de la réserve stratégique les capacités qui réagissent à un prix de marché (prix *day ahead* ou de *balancing*) ; d'autre part, les points de livraison faisant l'objet d'un contrat de réserve stratégique ne peuvent plus participer aux réglages primaire, secondaire et tertiaire (puissance réservée et non réservée), et ce du début de la période du contrat de réserve stratégique jusqu'au 31 octobre suivant la date de fin de ce même contrat, enfin, les conditions financières du retour sur le marché d'une unité ayant bénéficié d'un investissement financé par la réserve stratégique ont été précisées.

3. RESUME

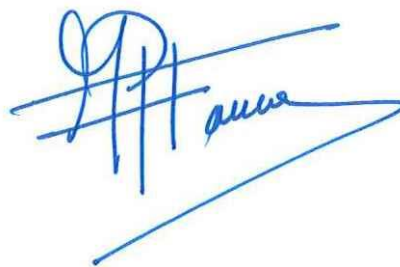
Dans la partie qui précède et dans la note (Z)160711-CDC-1546, la CREG a identifié certaines mesures tendant à améliorer le fonctionnement du marché belge de l'électricité. L'année dernière, la CREG n'a pas relevé d'avancées significatives sur des mesures mentionnées dans la note initiale, alors que d'autres mesures peuvent faire l'objet d'améliorations, en collaboration ou non avec Elia et les autres régulateurs et gestionnaires de réseau de transport européens.

La CREG constate que ces mesures, ainsi que l'identification de nouvelles difficultés et opportunités pour le marché belge de l'électricité font partie d'un processus continu, auquel la CREG collabore avec l'ensemble des parties intéressées compétentes pour accomplir ses missions légales de soutien des marchés.

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



Andreas TIREZ
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du comité de direction

REFERENCES

CREG [Etude](#) (F)140908-CDC-1352 relative au marché de gros belge en cas de rareté et de pénurie d'électricité.

CREG [Etude](#) (F)160503-CDC-1459 sur les moyens à mettre en œuvre pour faciliter l'accès à la gestion de la demande en Belgique.

CREG [Note](#) (Z)160512-CDC-1527 on *scarcity pricing applied to Belgium*.

CREG [Note](#) (Z)160527-CDC-1532 relative à l'étude d'Elia portant sur le besoin d' « *adequacy* » et de flexibilité dans le système électrique belge pour la période 2017-2027.

CREG [Note](#) (Z)160711-CDC-1546 relative aux mesures tendant à améliorer le fonctionnement du marché.

CREG [Note](#) (Z)1655 *Review of CWE day-ahead market results during May 1, 2017*.

ACER [Recommendation](#) of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 02/2016 of 11 November 2016 on the common capacity calculation and redispatching and countertrading cost sharing methodologies.