

***Documentation de la solution de couplage de marché fondé
sur les flux de la région CWE***

Juillet 2020 — version 5.0, applicable dès le JJ/MM/2020

Dernière mise à jour : 10/07/2020

Note : Le présent document est une mise à jour de la version 4.1 de l'approbation de la solution de couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE (« CM FF »), datée du 11 avril 2019.

Les principales modifications par rapport à la version 4.1 sont les suivants :

1. introduction du câble ALEGrO dans le calcul de la capacité fondée sur les flux de la région CWE : description détaillée de la manière dont l'interconnexion HVDC ALEGrO entre Amprion et Elia sera incluse dans le couplage de marché FF de la région CWE ;
2. méthodologie fondée sur les flux évoluée (FFE) : description de la méthodologie utilisée pour les frontières HVDC entre deux zones de dépôt des offres ;
3. inclusion ALT étendue : explication de la méthodologie actualisée d'inclusion des capacités attribuées à long terme pour conserver la même précision et améliorer les performances ;
4. méthodes de calcul du facteur MDRMin CEP : description détaillée de la façon dont chaque GRT calcule les niveaux minimaux de capacité disponible pour les échanges entre zones conformément au Règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (l'un des règlements du *Clean Energy Package*) ;
5. suppression du correctif d'intuitivité : passage du couplage fondé sur les flux intuitif au couplage fondé sur les flux simple.

Table des matières

1 Résumé	7
2 Introduction	12
3 Principes généraux du couplage de marché.....	14
1.1. Principe général du couplage de marché.....	14
1.2. Couplage de marché journalier fondé sur les flux.....	14
4 Calcul coordonné du domaine de la capacité fondé sur les flux	18
4.1. Données d'entrée	18
4.1.1. Sélection ECRA.....	18
4.1.2. Courant maximal sur un élément critique de réseau (Imax)	25
4.1.3. Flux d'électricité maximal admissible (Fmax)	26
4.1.4. Valeur d'ajustement final (VAF).....	26
4.1.5. Fichiers D2CF, programmes d'échange	27
4.1.6. Actions correctives	35
4.1.7. Clé de répartition de la variation de la production (CRVP)	38
4.1.8. Marge de fiabilité du flux (MFF)	47
4.1.9. Limitations spécifiques non associées aux éléments critiques de réseau (contraintes externes)	54
4.2. Processus de calcul coordonné de la capacité fondée sur les flux	58
4.2.1. Fusion	58
4.2.2. Préqualification	60
4.2.3. Calcul initial centralisé des paramètres fondés sur les flux	61
4.2.4. Qualification des paramètres fondés sur les flux	62
4.2.5. Processus MDRMin.....	63
4.2.6. Vérification des paramètres fondés sur les flux.....	65
4.2.7. Vérification de l'inclusion ALT	66
4.2.8. Ajustement NLT	69
4.2.9. Intégration de l'interconnexion HVDC aux frontières de la zone de dépôt des offres CWE.....	71
4.3. Extrants	72
4.3.1. Domaine de la capacité fondé sur les flux	72
4.3.2. Extrants pour la mise en œuvre d'une ALT étendue	74
4.3.3. Indicateurs du domaine de la capacité fondé sur les flux	74
4.4. Calcul CTD IJ	76
4.5. Calcul de la capacité sur les frontières hors région CWE (couplage hybride)	77
4.6. Procédures de secours et de repli pour le calcul de la capacité fondée sur les flux.....	78
4.7. CTD pour enchères fictives	82

5 La solution de couplage de marché de la région CWE/programme journalier88

5.1.	Définitions relatives aux opérations de couplage de marché	88
5.2.	Architecture de haut niveau	89
5.3.	Procédures opérationnelles	90
5.3.1.	Phase 1 : transmission des capacités entre zones et des contraintes d'allocation par les GRT	90
5.3.2.	Phase 2 : confirmation finale des résultats.....	91
5.3.3.	Phase 3.1 : résultats du couplage de marché et transfert des échanges programmés	91
5.3.4.	Phase 3.2 : nominations des concentrateurs d'offres locaux, nominations entre zones et recettes de congestion	92
5.3.5.	Autres procédures	93
5.3.6.	Procédures de repli	93

6 Disposition de repli pour le couplage de marché (allocation de la capacité)95

6.1.	Situations de repli	95
6.2.	Solutions de repli	96
6.3.	Principe de la disposition de repli de la région CWE.....	97
6.4.	Description de l'attribution explicite des DTP.....	98
6.5.	Offres en cas d'attribution explicite des DTP.....	98
6.5.1.	Contenu	98
6.5.2.	Unités et devise	99
6.6.	Outil du système d'enchère fictive et auteurs des offres	99
6.7.	Séquence de fonctionnement en cas d'attribution explicite des DTP	99
6.8.	Règles de correspondance et de détermination des prix en cas d'attribution explicite de DTP	100
6.9.	Programme journalier	101
6.10.	Horaires d'ouverture	102

7 Évaluation économique.....103

7.1.	Résultats de l'opération parallèle externe de 2013	103
7.2.	Sensibilité : étude de la réduction du domaine	104
7.3.	Décision concernant l'intuitivité	105

8 Publication des données110

8.1.	Lien avec les réglementations européennes	111
8.2.	Informations générales à publier	112
8.3.	Publication quotidienne des données relatives au couplage de marché fondé sur les flux	112
8.3.1.	Publication quotidienne des données avant l'heure de fermeture de guichet	112
8.3.2.	Publication des données après calcul du couplage de marché ...	114
8.3.3.	Publication des informations supplémentaires relatives aux ECRA	115
8.4.	Convention relative aux noms harmonisés et lisibles par l'homme	116

8.5.	Publication des informations cumulées relatives au modèle de réseau commun à J-2	118
8.6.	Publication des données en mode de repli.....	119
8.7.	Coopération avec les acteurs de marché après le démarrage	120
9	Surveillance.....	121
9.1.	Surveillance et informations aux autorités de régulation nationales uniquement.....	121
10	Échanges programmés et validation de la position nette.....	123
11	Schéma contractuel	125
11.1.	Principes de l'accord cadre de la région CWE.....	125
11.2.	Rôles et responsabilités des acteurs.....	125
11.2.1.	Rôles des GRT individuels/conjoints	126
11.2.2.	Rôles des NEMO individuels	126
11.2.3.	Rôles conjoints des NEMO.....	127
11.2.4.	Rôles des acteurs conjoints.....	127
11.2.5.	Rôles des prestataires de services externes	127
11.2.6.	Résumé des rôles opérationnels	128
11.3.	Gestion des risques	128
11.4.	Autres risques traités avant le démarrage	129
12	Contrôle des modifications	130
12.1.	Processus internes de contrôle des modifications du projet	130
12.2.	Approbation des modifications de la solution de couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE	131
13	Glossaire	132
14	Annexes.....	135
14.1.	Documentation de toutes les modifications relatives à la méthodologie au cours de l'opération parallèle externe	135
14.2.	Exemple didactique « Comment fonctionne le calcul de la capacité fondée sur les flux ? »	135
14.3.	Processus opérationnel de haut niveau du calcul de la capacité fondée sur les flux	135
14.4.	Exemples de différents types d'actions correctives (disponibles ultérieurement)	135
14.5.	Compte-rendu dédié à la MFF (confidentiel)	135
14.6.	Informations relatives à l'inclusion ALT.....	135
14.7.	Architecture de haut niveau de la région CWE (confidentiel)	135
14.8.	Procédures techniques (confidentiel).....	135
14.9.	Architecture de repli de haut niveau de la région CWE (confidentiel)	135
14.10.	Évaluation économique	135
14.11.	Étude relative à la réduction du domaine.....	135
14.12.	Compte-rendu relatif à l'intuitivité	135
14.13.	Intuitivité, analyse pour la sélection FF/FF(I)	135
14.14.	Résultats du sondage/de la consultation de mai-juin 2013.....	135
14.15.	Présentation de l'utilitaire	135
14.16.	Publication des CTD fictives	135

14.17. Modèles de surveillance.....	136
14.18. Explication du modèle fondé sur les flux « intuitif »	136
14.19. Statistiques relatives à l'inclusion préliminaire des ALT.....	136
14.20. Atténuation à effacement des ordres prenant en compte les prix	136
14.21. Mise en œuvre des options des droits de transport financiers et de la solution ALT temporaire.....	136
14.22. Méthodologie pour le calcul de la capacité sur l'échéance infrajournalière	136
14.23. Document de contexte infrajournalier de la région CWE	136
14.24. Allocation du revenu de congestion dans le cadre d'un couplage de marché fondé sur les flux.....	136
14.25. Rapport d'étude sur l'adéquation	136
14.26. Annexe C_1_Transparence	136
14.27. Annexe C_2_Transparence	136
14.28. Compte-rendu relatif aux résultats de l'intégration de la frontière DE-AT dans le domaine fondé sur les flux de la région CWE.....	136
14.29. Formulation de l'ALT étendue (à inclure en mai 2020).....	136
14.30. Informations pédagogiques sur la formulation de l'ALT étendue (à inclure en mai 2020)	136
14.31. Compte-rendu pour la région CWE : comparaison entre le modèle fondé sur les flux simple et le modèle fondé sur les flux intuitif (2020)	136
14.32. Compte-rendu sur la répartition du revenu de congestion en Europe centrale et occidentale par couplage de marché fondé sur les flux après douze mois d'exploitation de la frontière de zone de dépôt des offres entre l'Autriche et l'Allemagne/le Luxembourg (2020)	137
14.33. Évaluation de l'impact d'ALEGrO sur les résultats de la répartition du revenu de congestion (RRC) - Évaluation SPAIC sur 12 jours (2020)	137
14.34. Note explicative pour le calcul de la capacité infrajournalière (2020).....	137

1 Résumé

Le but du présent document d'approbation actualisé est de fournir à tous les régulateurs de la région CWE des informations complètes et à jour concernant la solution appliquée de couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE.

Le présent document constitue une mise à jour du document d'approbation du 11 avril 2019, comprenant désormais :

1. introduction du câble ALEGrO dans le calcul de la capacité fondée sur les flux de la région CWE : description détaillée de la manière dont l'interconnexion HVDC ALEGrO entre Amprion et Elia sera incluse dans le couplage de marché FF de la région CWE ;
2. méthodologie fondée sur les flux évoluée (FFE) : description de la méthodologie utilisée pour les frontières HVDC entre deux zones de dépôt des offres ;
3. inclusion ALT étendue : explication de la méthodologie actualisée d'inclusion des capacités attribuées à long terme pour conserver la même précision et améliorer les performances ;
4. méthodes de calcul du facteur MDRMin CEP : description détaillée de la façon dont chaque État membre calcule les niveaux minimaux de capacité disponible pour les échanges entre zones conformément au règlement CEP ;
5. suppression du correctif d'intuitivité : passage du couplage fondé sur les flux intuitif au couplage fondé sur les flux simple.

Par souci de cohérence, toutes les dispositions énoncées dans le présent document sont sans préjudice des futures méthodologies et propositions qui seront mises en œuvre comme l'exigent le Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission (CACM) ou le Règlement (UE) 2019/943.

La solution de couplage de marché de la région CWE

La solution spécifique de couplage de marché de la région CWE est une composante régionale de la solution de couplage unique journalier (CUJ).

Au cours des opérations quotidiennes du couplage de marché, la capacité disponible (paramètres fondés sur les flux finaux incluant les éléments critiques de réseau et la matrice CI) sera publiée à 10h30. Les acteurs de marché devront soumettre leurs offres d'achat et de vente à l'un des NEMO dans leur zone de dépôt des offres avant l'heure de fermeture du guichet. Dans le cas où les résultats ne peuvent pas être calculés, le mécanisme de repli pour l'allocation de la capacité sera appliqué au niveau du CUJ. Suite à cela, un découplage total ou partiel d'un ou plusieurs NEMO ou zones de dépôt des offres sera effectué, conformément aux procédures CUJ.

La solution sera commandée via un ensemble de systèmes connectés. Ces systèmes sont exploités par les CSR, les GRT, de manière conjointe ou individuelle, par les NEMO, de manière conjointe ou individuelle, par le BEC et les chambres de compensation. Les opérations quotidiennes sont constituées de trois phases : mise à disposition des données de réseau (paramètres fondés sur les flux), calcul des résultats et processus post-publication.

Disposition de repli (allocation de la capacité)

Dans les procédures de couplage de marché de la région CWE, une situation de repli survient lorsque le Comité d'incident déclare que, pour une raison quelconque, les résultats corrects du couplage de marché ne peuvent pas être publiés avant le délai de découplage.

Le principe général de la disposition de repli de la région CWE consiste à allouer des CTD tirées des paramètres fondés sur les flux via une « enchère fictive explicite » sur des frontières découplées. Une zone de dépôt des offres reste couplée tant que des capacités entre zones peuvent être fournies à l'algorithme de couplage de marché pour au moins une frontière de cette zone de dépôt des offres. Si toutes les frontières d'une certaine zone de dépôt des offres sont découplées, les carnets d'ordres des NEMO de cette zone de dépôt des offres sont retirés de l'algorithme de couplage de marché et deviennent découplés.

De plus, si un NEMO ne peut pas soumettre son carnet d'ordres d'une certaine zone de dépôt des offres à l'algorithme de couplage de marché, les

NEMO restants dans cette zone de dépôt des offres restent couplés. Les NEMO découplés organisent leurs propres enchères locales de repli.

L'algorithme

Les résultats de marché sont calculés par un algorithme de couplage de marché centralisé, qui est un algorithme heuristique conçu pour résoudre le problème du couplage de marchés spot avec des ordres groupés. Il prend en compte toutes les exigences techniques fixées par les projets CUJ et CWE, notamment les ordres par étape et les ordres interpolés, le réseau fondé sur les flux sous une représentation CI, les liens CTD et les câbles CC (possible avec rampe, tarifs et pertes). L'algorithme produit des positions et des prix nets pour chaque marché et chaque heure, l'ensemble des ordres acceptés ainsi que les prix de congestion pour chaque élément de réseau. Ces extrants répondent à toutes les exigences d'une solution réaliste, notamment quant aux propriétés du prix de congestion.

Calcul de la capacité

Les GRT de la région CWE ont conçu une procédure coordonnée pour déterminer les paramètres de capacité fondés sur les flux. Cette procédure est constituée des principales étapes suivantes :

- Fusion
- Préqualification
- Calcul initial centralisé des paramètres fondés sur les flux
- Qualification des paramètres fondés sur les flux
- Vérification des paramètres fondés sur les flux
- Vérification de l'inclusion ALT
- Ajustement NLT

Cette méthode a été testée dans le cadre d'opérations parallèles externes depuis janvier 2013. Les GRT ont développé la méthodologie depuis le prototype jusqu'à l'industrialisation.

Chaque modification de la méthodologie au cours des opérations parallèles a été soumise à un contrôle des modifications, puis documentée et publiée.

Évaluation économique

Des études de validation exhaustives ont été effectuées par les partenaires du projet et ont montré des résultats positifs. Les études montrent, entre autres, une augmentation du bien-être du marché journalier pour la région de 95 M d'euros par an (sur la base de résultats extrapolés de l'augmentation moyenne quotidienne du bien-être au cours de l'opération parallèle externe de janvier à décembre 2013). La convergence totale des prix sur l'ensemble de la région s'améliore significativement, malgré une perte de convergence partielle du fait des propriétés intrinsèques du prix fondé sur les flux. L'effet net est toutefois une réduction de l'écart entre les prix moyens de la région CWE.

Des impacts sur la formation et la volatilité des prix ont également été observés (voir Annexe 14.10).

Ces calculs ont été effectués à l'aide des résultats du couplage de marché CTD et en les comparant avec le couplage de marché intuitif fondé sur les flux (FFI) simulé. Afin de complètement valider les résultats, les partenaires du projet ont effectué des analyses supplémentaires, comme par exemple l'étude de la réduction du domaine (Annexe 14.11).

Les simulations fondées sur les flux se trouvent dans la publication des opérations parallèles quotidiennes sur le site Internet du BEC.

L'impact technique et économique de la scission de la frontière de zone de dépôt des offres du concentrateur d'offres de l'Allemagne et de l'Autriche sur le couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE a été analysé au moyen d'un processus standard pour évaluer et communiquer sur l'impact de modifications importantes (SPAIC). Les résultats de cette étude sont joints dans l'Annexe 14.28.

Intuitivité

Basé sur les études dédiées, les commentaires émis au cours de la consultation publique et l'orientation finale des autorités de régulation nationales de la région CWE, le projet a démarré sur une base FFI.

Le calcul parallèle des résultats avec un modèle fondé sur les flux simple (FFS) a lieu depuis mai 2015.

La suppression du correctif d'intuitivité (passage à un modèle FFS) aura lieu à partir de la mise en service technique d'ALEGrO dans Euphemia en raison de problèmes de performances d'algorithme et de possibilités d'optimisation avec l'approche fondée sur les flux évoluée (FFE) ainsi que l'alignement sur la décision de l'ACER sur la méthodologie de l'algorithme définie à l'article 37 du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission (CACM).

Transparence

Les partenaires du projet publient plusieurs données et documents opérationnels en lien avec le couplage de marché fondé sur les flux, conformément à la législation européenne et en prenant en considération les exigences des acteurs de marché et des régulateurs. Ces publications servent de base au comportement des acteurs de marché en matière d'offres et facilitent le fonctionnement efficace du marché de gros de la région CWE en prenant en compte les formations et estimations des prix à long terme.

Surveillance

Dans un souci de surveillance, les autorités de régulation nationales ont accès à des données et informations supplémentaires (et confidentielles). Sur la base de la législation nationale et européenne et sur requête raisonnable des autorités de régulation nationales, le projet fournit toutes les données qui lui sont relatives aux bonnes fins de la surveillance. Les publications des informations surveillées peuvent être convenues d'un commun accord au cas par cas

2 Introduction

Après avoir signé le protocole d'entente du forum pentalatéral de l'énergie sur le couplage de marché et la sécurité d'approvisionnement dans la région Centre-Ouest de l'Europe (CWE) en 2007, les GRT et les bourses de l'électricité de la région CWE ont mis en place un projet chargé de concevoir et de mettre en œuvre la solution de couplage de marché dans leur région. Les partenaires du projet ont décidé, en tant que première étape, de mettre en œuvre un couplage de marché fondé sur les CTD qui a démarré le 9 novembre 2010.

En parallèle des opérations quotidiennes du couplage de marché fondé sur les CTD, les partenaires du projet ont travaillé sur l'étape suivante, à savoir la mise en place d'un couplage de marché fondé sur les flux dans la région CWE.

Le travail a avancé et la solution de couplage de marché fondé sur les flux a été améliorée. Les résultats de plus de 16 mois d'opération parallèle externe, couvrant toutes les saisons et situations de réseau traditionnelles, ont montré les nets bénéfices de la méthodologie FF. Après le démarrage du couplage de marché fondé sur les flux, APG a été intégré dans les procédures de la région CWE, suite à un processus en plusieurs étapes convenu d'un commun accord par tous les partenaires de la région CWE.

Le but du présent rapport et de toutes les annexes est de fournir aux régulateurs de la région CWE un ensemble complet de documents décrivant la solution de couplage de marché fondé sur les flux.

La dernière mise à jour de cette documentation met l'accent sur :

- les modifications requises pour assurer la mise en conformité du couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE avec les dispositions de calcul de capacité du Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, qui s'applique à compter du 1er janvier 2020.

Les descriptions mises à jour sont soumises à approbation conformément aux procédures d'approbation nationales des autorités de régulation nationales compétentes de la région CWE et conformément au Règlement 2019/943.

Pour les autres parties du document, les GRT de la région CWE considèrent que les approbations précédentes des autorités de régulation nationales de ladite région sur ces parties de la méthodologie de couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE demeurent valides.

Le document d'approbation du couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE est constitué des chapitres suivants :

- Principes généraux du couplage de marché
- Calcul coordonné de la capacité fondée sur les flux
- Solution de couplage de marché de la région CWE
- Solution de repli
- Validation économique
- Transparence/publication des données
- Surveillance
- Calcul des échanges programmés
- Schéma contractuel
- Contrôle des modifications

3 Principes généraux du couplage de marché

1.1. Principe général du couplage de marché

Le couplage de marché est à la fois un mécanisme de correspondance des ordres des opérateurs désignés du marché de l'électricité (NEMO) et un mécanisme implicite d'allocation de la capacité. Le couplage de marché optimise l'efficacité économique des marchés couplés : tous les contrats rentables résultant de la correspondance des offres d'achat et de vente dans les concentrateurs d'offres couplés des NEMO sont exécutés sous réserve qu'une capacité entre zones (CEZ) suffisante soit rendue disponible pour l'allocation journalière implicite. Les résultats correspondants sont en effet soumis aux contraintes de capacité calculées par les gestionnaires de réseau de transport (GRT), ce qui peut limiter les échanges entre les marchés couplés.

Les prix du marché et les positions nettes des marchés connectés sont déterminés simultanément à l'aide de la capacité disponible définie par les GRT. La capacité de transmission rendue disponible par le couplage de marché est de ce fait allouée de manière efficace et implicite. S'il n'y a aucune contrainte de capacité de transmission active, il n'y a alors aucune différence de prix entre les marchés. Si une ou plusieurs contraintes de capacité de transmission sont actives, une différence de prix entre les marchés surviendra.

1.2. Couplage de marché journalier fondé sur les flux

Le couplage de marché repose sur le principe selon lequel lorsque les marchés avec les prix les plus faibles exportent de l'électricité vers les marchés avec les prix les plus hauts, ces échanges créent un bien-être du marché journalier. L'algorithme de couplage de marché (décrit plus loin dans le présent document) optimisera le bien-être du marché journalier pour l'ensemble de la région en se basant sur les contraintes de capacité (paramètres de capacité fondés sur les flux ; notamment les éléments critiques de réseau et la matrice CI) et les ordres d'énergie. Un exemple général de

couplage de marché pour deux marchés montre comment fonctionne le couplage de marché fondé sur les flux. Deux situations sont possibles : la marge sur les capacités fondées sur les flux est suffisamment importante et les prix des deux marchés sont égaux (convergence des prix), ou bien la marge des capacités est insuffisante (menant à une ou plusieurs contraintes actives) et les prix ne peuvent pas être égaux (pas de convergence des prix)¹. Ces deux cas sont décrits dans l'exemple suivant.

Marge suffisante, convergence des prix

Supposons que, initialement, le prix du marché A est inférieur au prix du marché B. Le marché A va, de ce fait, exporter vers le marché B. Le prix du marché A va augmenter tandis que le prix du marché B va diminuer. Si la marge des capacités du marché A vers le marché B est suffisamment importante, un prix commun sur le marché peut être atteint ($PA^* = PB^*$). Ce cas est illustré dans la

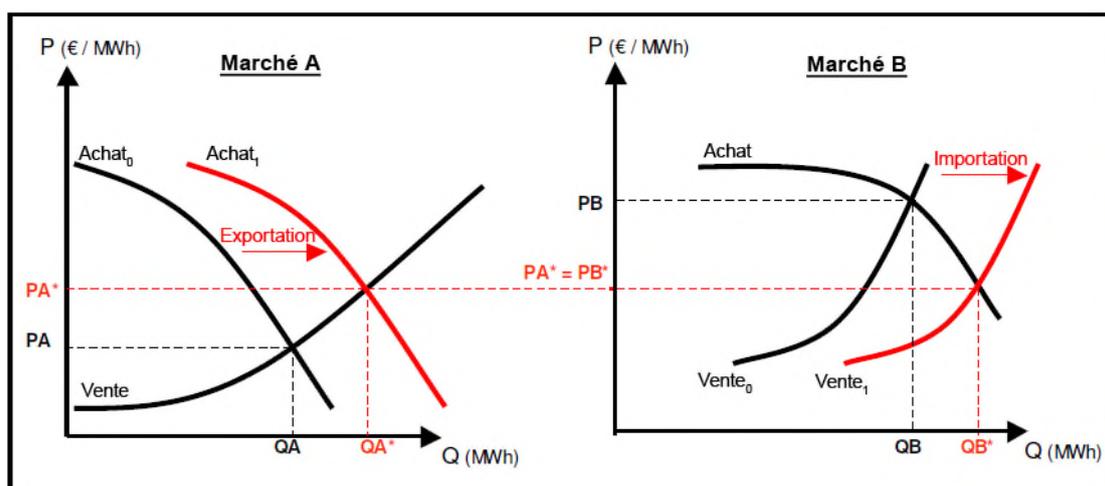


Figure 3-1.

¹ Le terme « convergence » est utilisé dans le contexte du couplage de marché pour désigner une situation dans laquelle les prix convergent et tendent à s'égaliser. Bien que les prix se rapprochent également, il est possible de dire qu'il n'y a « pas de convergence des prix » dans tous les cas où la capacité de transmission rendue disponible pour le couplage de marché n'est pas suffisante pour engendrer une égalisation ou péréquation des prix.

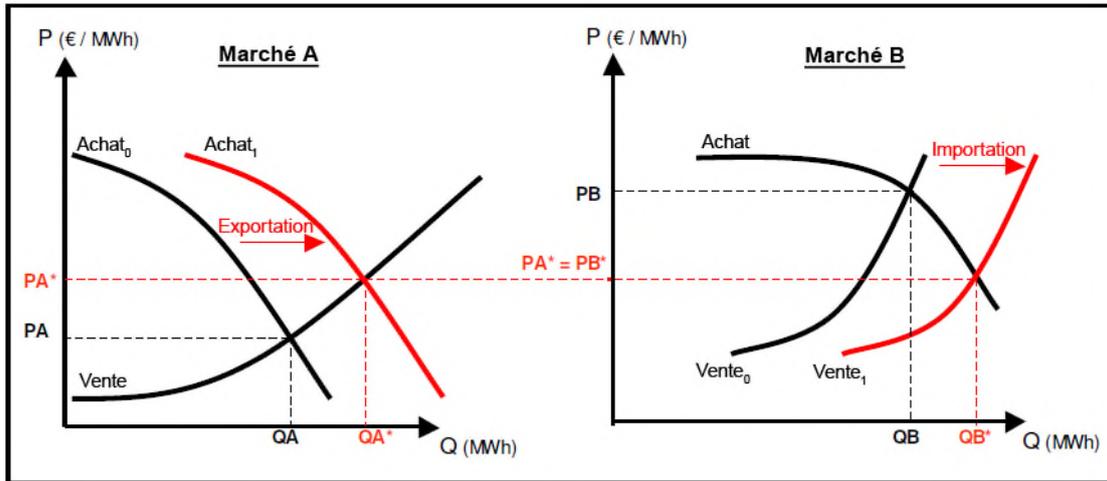


Figure 3-1 : Représentation du couplage de marché pour deux marchés, pas de congestion.

Marge insuffisante, pas de convergence des prix

Une autre situation, illustrée dans la

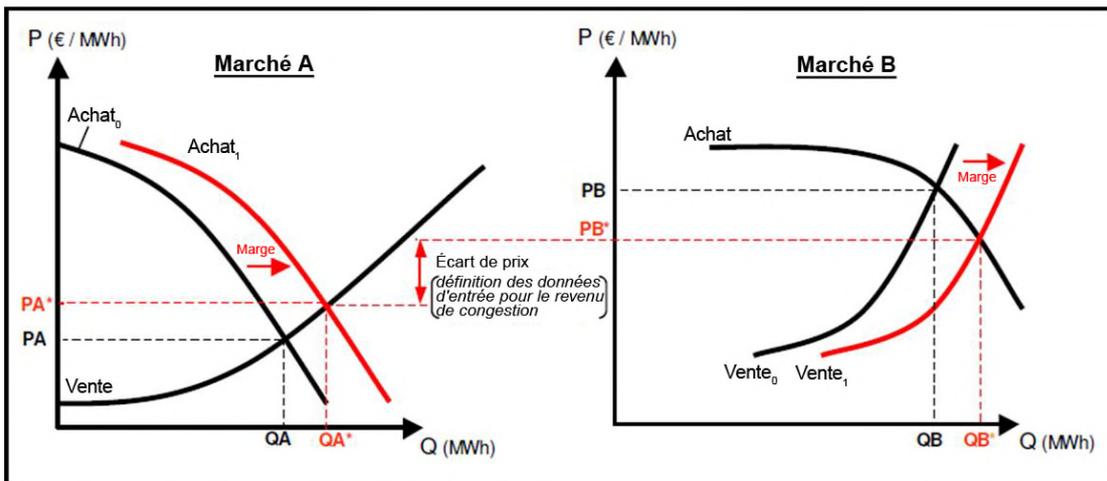


Figure 3-2, survient lorsque la marge de capacité est insuffisante pour assurer la convergence des prix entre les deux marchés. La quantité d'électricité échangée entre les deux marchés est ensuite égale à la marge (ou à la capacité restante) sur la contrainte active (ou restrictive), divisée par la différence entre les coefficients de flux (CI) des deux marchés.

Les prix PA^* et PB^* sont donnés par l'intersection des courbes d'achat et de vente. L'électricité exportée est achetée dans la zone d'export au prix PA^* et vendue dans la zone d'import au prix PB^* . La différence entre les deux prix, multipliée par le volume échangé entre les deux marchés (zones de dépôt des offres), est la recette de congestion.

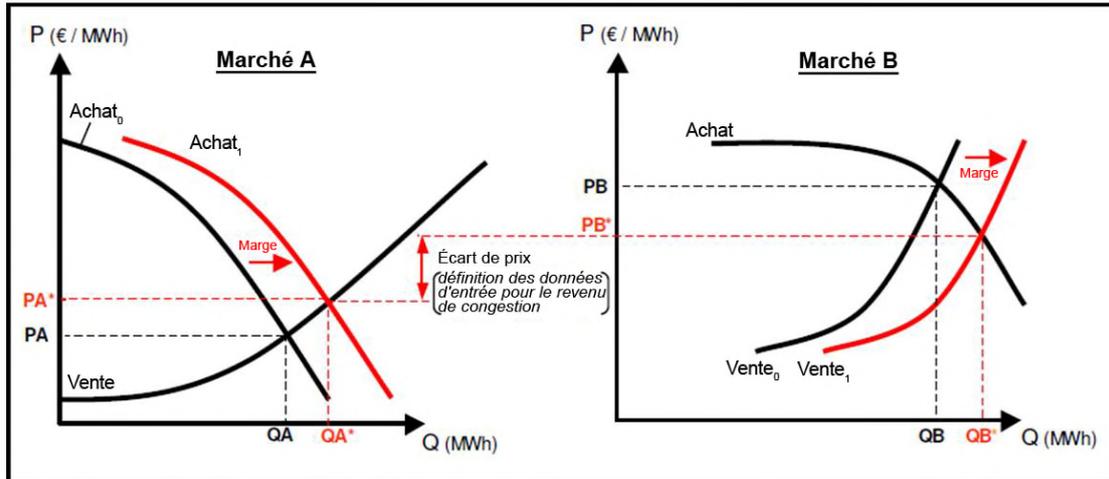


Figure 3-2 : Représentation du couplage de marché pour deux marchés, présence de congestion

Dans un couplage de marché fondé sur les flux « simple », un échange non intuitif peut survenir (export d'un marché avec des prix élevés vers des marchés avec des prix bas), la perte de bien-être de cet échange se fait alors au bénéfice d'un gain de bien-être de marché journalier plus élevé pour l'ensemble de la région et qui provient d'autres échanges (voir chapitre 7.3).

4 Calcul coordonné du domaine de la capacité fondé sur les flux

La méthode de calcul de la capacité décrite ci-dessous est inchangée depuis le début de l'opération parallèle externe. Les modifications qui ont été appliquées sur la base de l'expérience de cette opération parallèle sont documentées en détail dans l'Annexe 0.

Un exemple didactique, simplifié et illustratif intitulé « Comment fonctionne le calcul de la capacité fondée sur les flux ? » se trouve dans l'Annexe 14.2. Le processus opérationnel de haut niveau pour le calcul de la capacité se trouve dans l'Annexe 14.3.

4.1. Données d'entrée

Afin de calculer le domaine de la capacité fondé sur les flux, les GRT doivent évaluer différents éléments utilisés comme intrants pour le modèle. Les intrants suivants doivent être définis en amont et servent de données d'entrée pour le modèle :

- éléments critiques de réseau/aléas (ECRA),
- courant maximal sur un élément critique de réseau (I_{max}),
- flux d'électricité maximal admissible (F_{max}),
- valeur d'ajustement final (VAF),
- fichiers D2CF, programmes d'échange,
- actions correctives (AC),
- clé de répartition de la variation de la production (CRVP),
- marge de fiabilité du flux (MFF),
- contraintes externes : limitations spécifiques non associées aux éléments critiques de réseau.

4.1.1. Sélection ECRA

Un élément critique de réseau (ECR) est un élément du réseau, impacté de façon significative par les échanges transfrontaliers de la région CWE, qui est surveillé sous certaines conditions d'exploitation appelées « aléas » (A). Les ECRA (éléments critiques de réseau/aléas) sont déterminés par chaque GRT de la région CWE pour son propre réseau conformément aux règles convenues décrites ci-dessous.

Les ECR sont définis par :

- une ligne (liaison permanente ou ligne interne) ou un transformateur, impacté de façon significative par des échanges transfrontaliers,
- une « situation d'exploitation » : cas normal (N) ou aléa (N-1, N-2 ou défauts d'aiguillage, selon les politiques de risque des GRT).

Les aléas (A) peuvent être définis pour tous les ECR. Un aléa peut être ce qui suit :

- déclenchement d'une ligne, d'un câble ou d'un transformateur,
- déclenchement d'un aiguillage,
- déclenchement d'un générateur d'électricité,
- déclenchement d'une consommation (importante),
- déclenchement de plusieurs éléments,
- déclenchement d'une interconnexion HVDC selon une approche FFE.

Processus de sélection ECR

L'évaluation d'éléments critiques de réseau est basée sur l'impact de l'échange transfrontalier de la région CWE sur les éléments de réseau et sur l'expérience d'exploitation tirée du développement du calcul coordonné de la capacité sous CTD.

En effet, les GRT ont développé la méthodologie des CTD coordonnées qui était en opération quotidienne depuis novembre 2010 jusqu'en mai 2015 sur la base des paramètres FF. La vérification « à 16 angles » était basée sur une vérification d'un nombre limité d'éléments du réseau : les éléments critiques de réseau. L'avantage de cette approche était qu'une expérience d'exploitation conséquente est déjà acquise avec l'application des éléments critiques de réseau en tant que partie d'une analyse de sécurité du réseau et que cela facilite également une transition constante du modèle CTD vers le modèle FF. En effet, les éléments critiques de réseau qui ont été appliqués dans le cadre de la vérification « à 16 angles » se résument à des ensembles pertinents basés sur l'expérience d'exploitation CTD. L'expérience

gagnée dans les opérations CTD a, par conséquent, déjà fourni un ensemble pertinent d'éléments critiques de réseau initiaux pour les opérations FF.

Cet ensemble a ensuite été mis à jour conformément au processus suivant :

Un ensemble de CI est associé à chaque ECRA après chaque calcul des paramètres fondés sur les flux et donne l'influence de la position nette d'une zone de dépôt des offres sur l'ECRA. Si le $CI = 0,1$, cela signifie que le concentrateur d'offres concerné a une influence de 10 % sur l'ECRA ; en d'autres termes, un changement de 1 MW de position nette du concentrateur d'offres produit une modification de 0,1 MW dans le flux de l'ECRA. Un ECR ou ECRA n'est PAS un ensemble de CI. Un ECRA est un intrant technique qu'un GRT intègre à chaque étape du processus de calcul de la capacité afin de respecter les politiques de sécurité d'approvisionnement. Le processus de sélection des ECR est, de ce fait, réalisé quotidiennement par chaque GRT qui vérifie l'adéquation de ses contraintes par rapport aux conditions d'exploitation. Les paramètres fondés sur les flux ne sont PAS les éléments critiques de réseau, ils sont un extrait du calcul de la capacité associé à un ECR ou ECRA à la fin du processus opérationnel du GRT. En conséquence, lorsqu'un GRT considère pour la première fois un ECRA comme nécessaire à son processus opérationnel de calcul de la capacité quotidien, il ignore, dans un premier temps, quels sont les CI qui y sont associés.

Un ECR est considéré comme largement affecté par les échanges transfrontaliers de la région CWE, si son CI zone-zone maximal pour la région CWE est supérieur à une valeur de seuil (actuellement fixée à 5 %).

Ce seuil actuel a été défini conformément aux évaluations de sécurité effectuées par les GRT, au moyen du processus itératif décrit ci-dessous :

Les GRT ont effectué plusieurs calculs alternatifs de paramètres fondés sur les flux à l'aide de scénarios dans lesquels seul le seuil était réglé avec différentes valeurs. En fonction des valeurs du seuil, certains éléments critiques de réseau ont été inclus ou non dans le calcul des paramètres fondés sur les flux, avec pour résultat un domaine de capacité plus ou moins contraignant pour le marché. En sélectionnant quelques « sommets » extrêmes

des domaines fondés sur les flux alternatifs résultants, les GRT ont déterminé si ces domaines sont sûrs et ont pu identifier plus précisément à quel point l'exclusion d'ECR ne respectant pas le seuil peut mener à des situations inadmissibles, conformément aux politiques de risque des GRT de la région CWE. Si, pour une valeur de seuil donnée, les analyses aboutissent à des situations inadmissibles (si le retrait de certaines contraintes permettait une quantité d'échange que les GRT ne peuvent pas gérer puisqu'ils ne respecteraient pas les principes standard de la sécurité d'approvisionnement, tels que la règle standard N-1), cela signifie tout simplement que le seuil était trop élevé. En suivant cette approche et en évaluant plusieurs valeurs, les GRT de la région CWE sont parvenus à la conclusion que 5 % étaient un compromis optimal en termes de taille du domaine par rapport aux politiques de risque.

Les GRT tiennent à souligner le fait que l'identification de ce seuil poursuit deux objectifs :

- Apporter une dimension objective et quantifiable à la notion « d'impact significatif ». Cette approche quantitative devrait éviter toute discussion portant sur les segments internes contre les segments externes, qui est une notion artificielle en termes de fonctionnement du système avec une perspective transfrontalière.
- Par-dessus tout, la garantie de la sécurité d'approvisionnement en permettant autant d'échanges que possible, conformément aux politiques de risque des GRT, qui sont contraignantes et doivent être respectées peu importe le concept de calcul de la capacité (CTD ou fondé sur les flux). En d'autres termes, cette valeur est une conséquence directe des normes des politiques de risque des GRT de la région CWE (qui ne changent pas avec un modèle fondé sur les flux) adaptées aux principes fondés sur les flux.

Il est important de garder à l'esprit que ces principes de sélection des ECR ne peuvent pas être vus comme une étude unique effectuée par les GRT de la région CWE. Au contraire, les GRT de la région CWE ont appliqué avec le

temps un processus de réévaluation qui a débuté avec les calculs des capacités bilatérales et qui a été développé avec le modèle FF afin d'élaborer un ensemble d'ECR pertinent et de déterminer en aval un seuil adéquat. La valeur de 5 % est, de ce fait, un indicateur ex post global qui ne peut pas être opposé automatiquement, à savoir sans contrôle humain, à un ECR individuel sur un horodatage donné.

Les GRT de la région CWE surveillent constamment les éléments critiques de réseau qui sont alimentés dans le système d'allocation afin d'évaluer la pertinence du seuil en fonction du temps. Au cours de l'opération parallèle externe, les éléments critiques de réseau actifs (à savoir, les ECR ayant effectivement congestionné le marché) respectaient, à l'exception de quelques rares cas, la valeur de seuil de 5 %. Cela tend à confirmer l'adéquation de la valeur actuelle.

En pratique, cette valeur de 5 % signifie qu'il y a au moins un ensemble de deux zones de dépôt des offres dans la région CWE pour lequel un échange de 1 000 MW crée un flux induit supérieur à 50 MW (valeur absolue) sur le segment. Cela revient à dire que le CI zone-zone maximal de la région CWE d'un élément du réseau donné devrait être au moins égal à 5 % pour être considéré objectivement « critique » dans le sens entendu dans le calcul de la capacité fondée sur les flux.

Pour chaque ECRA, la valeur de sensibilité suivante est calculée pour les frontières CA :

$$\text{Sensibilité_CA} = \max(\text{CI (BE)}, \text{CI (DE)}, \text{CI (AT)}, \text{CI (FR)}, \text{CI (NL)}) - \min(\text{CI (BE)}, \text{CI (DE)}, \text{CI (AT)}, \text{CI (FR)}, \text{CI (NL)})$$

Si deux zones de dépôt des offres (A, B) sont raccordées via un connecteur HVDC, la sensibilité sera calculée comme suit :

$$\text{Sensibilité_CC} = \text{abs}(\text{CI(A)} - \text{CI}(\text{concentrateur d'offre virtuel A})) + \text{CI}(\text{concentrateur d'offre virtuel B}) - \text{CI(B)}$$

où « concentrateur d'offre virtuel » représente l'extrémité d'envoi ou de réception d'un connecteur HVDC. Pour en savoir plus sur le traitement des interconnexions CC, voir chapitre 4.2.9.

Si la sensibilité CA ou CC est supérieure à la valeur de seuil de 5 %, alors l'ECRA est considéré comme significatif pour les transactions de la région CWE.

Un prétraitement est effectué au cours du calcul des paramètres fondés sur les flux. Ce prétraitement permet d'obtenir un avertissement pour chaque ECRA qui ne remplit pas les conditions prédéfinies (à savoir, le seuil). Le GRT concerné doit ensuite décider s'il conserve ou s'il exclut l'ECRA du fichier ECRA.

Bien que la règle générale consiste à exclure tout ECRA qui ne respecte pas le seuil de sensibilité, des exceptions à la règle sont autorisées : si un GRT décide de conserver l'ECRA dans le fichier ECR, il doit justifier cette décision auprès des autres GRT. Il sera en outre systématiquement surveillé par les autorités de régulation nationales.

Si un tel cas venait à survenir, les GRT peuvent entamer des discussions sur les justifications fournies afin d'atteindre un consensus et un accord possible sur les contraintes intégrées au processus de calcul de la capacité. Les GRT n'apprennent les CI finaux et détaillés qu'à la fin du processus de calcul de la capacité, alors que l'élément critique de réseau est nécessaire au début de ce processus en tant qu'intrant du calcul de la capacité².

² L'utilisation d'actions correctives est une explication fréquente à l'association d'un ECRA à des CI qui ne respectent pas le seuil. En effet, s'il s'avère qu'un ECRA est trop restrictif, le GRT propriétaire essaiera de libérer de la marge sur cet ECR en mettant en œuvre une action corrective (se référer à la section dédiée plus loin

Les GRT de la région CWE s'engagent de ce fait à évaluer de façon critique leur ensemble d'éléments critiques de réseau en portant leur attention sur deux aspects :

1. D'un côté, avec une perspective « proche des opérations », prendre en compte le seuil en tant que référence fixe. Dans ce cadre, les opérateurs et experts FF des GRT de la région CWE évaluent ex post la pertinence des ECR en fonction du seuil. Cette évaluation peut aboutir au rejet de l'ECR du calcul FF, mais dans aucun cas cela ne peut se produire quotidiennement, après une seule occurrence. Cela doit se faire après une phase d'observation et d'analyse de la sécurité qui peut durer plusieurs mois. Au contraire, le maintien d'un ECR qui dépasse continuellement le seuil communément admis doit être objectivement justifié et signalé aux autorités de régulation nationales dans un rapport dédié.
2. De l'autre côté, le seuil lui-même doit être, si ce n'est modifié, tout du moins régulièrement testé. Il s'agit là d'une analyse à long terme qui nécessite plusieurs mois d'expérience pratique avec les opérations FF. Une fois cette expérience gagnée, les GRT de la région CWE évalueront à nouveau la pertinence des seuils en se basant sur le critère suivant et en se concentrant sur les ECR actifs :
 - fréquence et ampleur des dépassements du seuil,
 - nature des justifications données pour conserver certains ECR,
 - ou, au contraire, absence de dépassement du seuil.

dans le présent document). L'action corrective aura pour effet de diminuer la sensibilité de l'ECR vis-à-vis des échanges transfrontaliers : en diminuant l'influence des échanges sur la charge de la ligne, il sera possible d'effectuer plus d'échanges. Dans cette situation, il est légitime de « garder » l'ECRA.

L'idée principale ici est d'évaluer la « distance » entre le seuil et l'ensemble des ECR actifs. Cette distance peut être considérée comme inappropriée dans deux cas :

- soit le seuil est trop élevé, ce qui sera le cas si trop d'ECR le dépassent alors que des justifications valides sont données ;
- soit il sera trop bas, ce qui sera le cas si tous les ECR actifs respectent le seuil systématiquement sur une période temporelle représentative.

Dans les deux cas, le prix virtuel (> 0 lorsque l'ECR devient actif), qui est l'information fournie aux autorités de régulation nationales dans le cadre de la surveillance, peut également être utile en tant qu'indicateur pour évaluer l'impact sur le marché des ECR actifs, notamment lorsqu'ils sont éloignés du seuil communément admis.

4.1.2. Courant maximal sur un élément critique de réseau (I_{max})

Le courant maximal admissible (I_{max}) est la limite physique d'un élément critique de réseau (ECR) déterminée par chaque GRT conformément à ses critères opérationnels. I_{max} est la limite physique (thermique) de l'ECR en ampères, sauf si un paramètre de relais impose une plus grande précision pour la surcharge temporaire autorisée pour un ECRA particulier.

Étant donné que la limite thermique et le paramètre de relais peuvent varier en fonction des conditions météorologiques, au moins une valeur I_{max} est généralement définie pour chaque saison.

Lorsque la valeur I_{max} dépend de la température extérieure, sa valeur peut être révisée par le GRT concerné si les prévisions de température extérieure annoncent des valeurs largement supérieures ou inférieures aux valeurs saisonnières prévues.

La valeur I_{max} n'est pas réduite par une marge de sécurité, car toutes les marges ont été couvertes dans le calcul de l'aléa par la marge de fiabilité du flux (MFF, voir chapitre 4.1.8) et la valeur d'ajustement final (VAF, voir chapitre 4.1.4).

4.1.3. Flux d'électricité maximal admissible (Fmax)

La **valeur Fmax** décrit le flux d'électricité maximal admissible sur un ECRA en MW. Elle est obtenue grâce à la formule :

$$\mathbf{Fmax} = \sqrt{3} * \mathbf{Imax} * \mathbf{U} * \mathbf{cos}(\varphi) / \mathbf{1\ 000 [MW]},$$

où Imax est le courant maximal permanent admissible (en A [Ampère]) pour un ECR. La valeur de cos(φ) est définie sur 1 et U est une valeur fixe pour chaque ECR, définie sur la tension de référence (par exemple, 225 kV ou 400 kV) de cet ECR.

4.1.4. Valeur d'ajustement final (VAF)

Avec la valeur d'ajustement final (VAF), les compétences et l'expérience opérationnelles qui ne peuvent pas être introduites dans le système fondé sur les flux peuvent trouver un moyen d'entrer dans l'approche fondée sur les flux en augmentant ou diminuant la marge disponible restante (MDR) sur un ECR pour des raisons très spécifiques telles que décrites ci-dessous. Les VAF en MW qui sont positives réduisent la marge disponible sur un ECR alors que les valeurs négatives l'augmentent. La VAF peut être réglée par le GRT responsable au cours de la phase de qualification et pendant les phases de vérification. Les principes suivants d'utilisation de la VAF ont été identifiés :

- Une VAF négative simule l'effet d'une marge supplémentaire en raison des actions correctives (AC) complexes qui ne peuvent pas être modélisées et donc calculées dans le calcul des paramètres fondés sur les flux. Un calcul hors ligne déterminera combien de MW supplémentaires peuvent être libérés en tant que marge ; cette valeur sera intégrée à la VAF.
- Une VAF positive découlant de la phase de vérification du domaine fondé sur les flux entraîne la nécessité de réduire la marge sur un ou plusieurs ECR pour des raisons de sûreté du réseau. Toute surcharge détectée sur un ECR pendant la phase de vérification sera définie comme la VAF de cet ECR afin d'éliminer le risque de surcharge sur cet ECR particulier.

Tout recours à la VAF sera dûment élaboré et signalé aux autorités de régulation nationales afin de surveiller³ le calcul de la capacité.

4.1.5. Fichiers D2CF, programmes d'échange

Les fichiers de prévision de congestion deux jours à l'avance (fichiers D2CF), fournis par les GRT participants deux jours à l'avance pour leur réseau sont une meilleure estimation de l'état du système électrique de la région CWE pour le jour J.

Chaque GRT de la région CWE produit, pour sa zone, un fichier D2CF qui contient :

- la meilleure estimation du programme d'échange net,
- la meilleure estimation du programme d'échange sur les câbles CC,
- la meilleure estimation pour les interruptions de réseau planifiées, y compris les liaisons permanentes et la topologie du réseau telles que prévues jusqu'à J-2,
- la meilleure estimation pour la consommation prévue et son modèle,
- le cas échéant, la meilleure estimation de la production prévue d'énergie renouvelable (par exemple, la production d'énergie éolienne et solaire),
- la meilleure estimation pour les interruptions de groupes de production, basée sur les dernières informations de la disponibilité des générateurs,
- la meilleure estimation de production des groupes de production, conformément à la planification des interruptions, à la consommation prévue et la meilleure estimation du programme d'échange net.

³ Plus de détails sur la surveillance sont donnés dans le chapitre 9. De plus, un modèle des rapports de surveillance est disponible dans l'Annexe 14.17.

La position du régulateur du TD est habituellement neutre dans le D2CF mais des exceptions correctement justifiées devraient être autorisées.

Pour chaque horodatage, le fichier D2CF local doit être équilibré en termes de production et de consommation, en accord avec la meilleure estimation du programme d'échange net. Les fichiers D2CF seront fusionnés avec les fichiers PCJ (prévision de congestion journalière) des GRT ne faisant pas partie de la région CWE pour obtenir le cas de base conformément aux règles de fusion définies dans le présent document (voir 4.2.1).

Procédures individuelles

Amprion :

Pour chaque jour J, il existe 24 fichiers D2CF générés par Amprion. Ces fichiers D2CF décrivent le flux de consommation pour le jour ouvré prévu le plus précisément possible. Afin de fournir une prévision adéquate, Amprion génère les fichiers D2CF de la façon suivante :

La base d'un fichier D2CF est un « point figé » (comme une « photographie ») du réseau à un jour référence.

Tout d'abord, la topologie est ajustée conformément au jour ouvré. C'est à cette étape que tous les composants intégrés à l'opération (qui étaient éteints dans le point figé) et que toutes les interruptions planifiées (pour le jour ouvré) sont inclus dans le fichier D2CF. Après cela, le modèle de production est adapté au planning de l'échange du jour de référence.

Au cours de l'étape suivante, les prévisions éoliennes et solaires sont incluses au fichier D2CF à l'aide de CRVP éoliennes et solaires dédiées. Ce processus se base sur des outils locaux et utilise les prévisions météorologiques externes rendues disponibles par Amprion.

La position nette résultante est adaptée à l'un des jours de référence, ce qui constitue l'étape suivante. Après cela, « l'écart de nœud pivot » résultant (déséquilibre entre la production et la consommation) est déterminé et cet écart est réparti sur toutes les unités de production basées sur le marché d'Amprion à l'aide de CRVP.

En résumé, la transmission de l'ensemble de données d'Amprion repose sur 5 étapes principales :

1. Prendre un point figé d'un jour de référence comme base.
2. Inclure la topologie pour le jour ouvré et ajuster le modèle de production.
3. Inclure les prévisions éoliennes et solaires.
4. Adapter la position nette d'Amprion.
5. Les écarts (nœud pivot) sont répartis sur toutes les unités de production basées sur le marché.

APG :

À l'aide de programmes de production renouvelables, la consommation totale estimée et les indisponibilités prévues pour le jour ouvré ainsi que les programmes de production axés sur le marché et la répartition de la consommation du jour de référence, 24 fichiers D2CF sont créés comme suit :

- La topologie est ajustée conformément au système de planification des interruptions.
- La production est ajustée conformément aux programmes renouvelables pour le jour ouvré et les programmes axés sur le marché du jour de référence.
- La consommation totale est ajustée en fonction des prévisions du jour ouvré et répartie conformément au jour de référence.
- Les limites thermiques nominales sont appliquées.
- L'échange est réparti sur les liaisons permanentes conformément au D2CF fusionné du jour de référence.

Suite à ces étapes, un flux de consommation est calculé pour vérifier la convergence ainsi que les limites de tension et de puissance réactive.

Elia :

Le profil de soutirage et les nominations transfrontalières du jour de référence sont utilisés. La topologie du réseau est ajustée à l'aide des informations d'un système local de planification des interruptions (comprenant la maintenance des générateurs) connues à la période de préparation du D2CF qui se situe

entre 17h00 et 18h00. Cela inclut des actions préventives relatives à la topologie possibles et nécessaires à la maintenance spécifique du réseau.

La consommation est automatiquement ajustée pour prendre en compte la différence entre la consommation du jour de référence et la consommation prévue du jour J.

La meilleure estimation est utilisée pour déterminer toutes les unités de production qui sont prêtes à fonctionner avec une détermination du Pmin et du Pmax à attendre sur le jour ouvré (varie si les groupes sont prévus pour la prestation de services auxiliaires ou non).

Le programme de production des unités flexibles et contrôlables est ajusté en fonction de la CRVP calculée et du Pmin et Pmax préparés afin de correspondre aux nominations transfrontalières du jour de référence.

Les positions du régulateur du TD sont mises sur 0 afin de rendre disponible un ensemble de positions de régulateur en tant qu'actions correctives, à l'exception de la situation où une surcharge peut être attendue dans le cas de base dans un comportement probable du marché. Dans ce cas, 2 à 4 passages de position peuvent être réalisés sur certains TD aux frontières d'Elia.

TransnetBW :

Les fichiers D2CF sont élaborés conformément aux étapes suivantes :

- Choisir un point figé adéquat (dernier jour ouvré disponible pour les jours ouvrés, dernier weekend pour les weekends) comme base.
- Ajuster la topologie en utilisant les informations d'un système local de planification des interruptions (comprenant la maintenance des générateurs).
- Ajuster la production dans l'alimentation aux programmes des générateurs disponibles. Pour les générateurs sans programme disponible, ajuster aux programmes du jour de référence.
- Ajuster le flux au réseau de distribution en adaptant la consommation et la production renouvelable avec les prévisions.
- Ajuster le programme d'échange net aux prévisions concernant celui-ci.

- Une fois toutes ces modifications effectuées, la convergence des fichiers créés sera vérifiée.

RTE :

Les D2CF français sont basés sur une production automatique de 24 fichiers créés avec plusieurs intrants :

- Jusqu'à 24 points figés si disponibles pour les 24 heures, moins dans d'autres cas.
 - Ces points figés sont sélectionnés dans le passé récent afin d'incarner le meilleur compromis possible entre la disponibilité des points figés, le modèle de production, le plan de consommation et les échanges.
 - La topologie est adaptée à la situation du jour cible (indisponibilités prévues et prévision de la topologie du poste électrique).
- En fonction des programmes d'échange de référence, la topologie peut également être adaptée pour éviter les contraintes dans les situations N et N-1.
- L'estimation du programme d'échange net est basée sur les jours de référence.
- La consommation est ajustée sur les prévisions de consommation jusqu'à l'horizon temporel concerné.
- La production est ajustée en se basant sur les modèles « J-1 » planifiés ou sur les modèles « J-X » réalisés (en d'autres termes, les situations antérieures historiques jusqu'au jour où le processus D2CF est mis en œuvre), avec quelques améliorations :
 - la production renouvelable (production PV et éolienne) est mise à jour en fonction des prévisions disponibles pour l'horizon temporel concerné,
 - pour les unités à forte production, la production est ajustée en se basant sur les prévisions de maintenance (fournies de façon hebdomadaire par les producteurs et adaptées au cours de la semaine).

- 24 fichiers sont ainsi produits en 24 heures.
- Pour chaque fichier, un ajustement est effectué sur la production afin d'atteindre l'estimation du programme d'échange net et produire les 24 modèles de réseau J-2 français.
- Un flux de consommation est lancé pour vérifier la convergence.

TenneT DE :

La production de données D2CF à TenneT DE débute après que les nominations journalières sont connues.

En premier lieu, TTG crée un modèle de réseau en respectant l'état de commutation attendu afin de correspondre à la planification des interruptions. Les régleurs du TD sont toujours positionnés sur neutre.

La deuxième étape implique l'ajustement de l'alimentation en puissance active pour chaque nœud vers la valeur attendue :

- Les connexions au réseau de distribution sont définies à l'aide des prévisions J-2 de l'alimentation renouvelable (par exemple, la production éolienne et solaire), ainsi que de la consommation.
- Les unités de production directement connectées sont définies à l'aide des prévisions de la planification de la production J-2 des unités simples dans la première étape. Si nécessaire, le programme d'échange net est ajusté pour rejoindre la prévision J-2 du programme d'échange net à l'aide d'une liste de préséance économique.

Finalement, des contrôles de la qualité supplémentaires sont effectués (par exemple, la convergence, les tensions, la puissance active et réactive).

TenneT NL :

TenneT débute le processus de création D2CF avec un modèle d'étude du réseau. Ce modèle qui représente la topologie du jour ouvré à l'aide des informations du système local de planification des interruptions (comprenant les maintenances des générateurs) connues à la période de préparation du D2CF qui se situe entre 17h00 et 18h00 à J-2.

Le modèle est ensuite adapté pour les prévisions de consommation et de production (directement dérivées des prévisions reçues du marché) et les nominations transfrontalières du jour de référence qui deviennent disponibles à 17h00.

Après l'import des prévisions, TenneT commence à redistribuer la production de toutes les unités qui peuvent être réparties (qui ne sont pas en maintenance) au-dessus de 60 MW (également appelées : unités de la CRVP). La nouvelle répartition de la production est effectuée afin de correspondre à la méthodologie CRVP telle que décrite dans le chapitre CRVP du présent document. Toutes les unités de la CRVP sont réparties au prorata sur la base de niveaux maximal et minimal de production prédéfinis pour chaque unité active. Le niveau de production totale reste le même.

Le niveau de production maximale est la contribution de l'unité dans un scénario de production maximale extrême prédéterminée. Le niveau de production minimale est la contribution de l'unité dans un scénario de production minimale extrême. La différence entre les niveaux de production maximale et minimale des unités de consommation de base sera plus faible que celle des unités asynchrones.

Avec P_{i0} la distribution initiale de MW de l'unité i , et P_{i1} la nouvelle distribution de l'unité i après la nouvelle répartition, alors

$$P_{i1} = P_{\min_i} + (P_{\max_i} - P_{\min_i}) \frac{(\sum_k P_{k0} - \sum_k P_{\min_k})}{(\sum_k P_{\max_k} - \sum_k P_{\min_k})} \quad (\text{eq. 1})$$

$$P_{i1} = P_{\min_i} + (P_{\max_i} - P_{\min_i}) \frac{(\sum_k P_{k0} - \sum_k P_{\min_k})}{(\sum_k P_{\max_k} - \sum_k P_{\min_k})} \quad (\text{eq. 1})$$

La position du régleur du TD est mise sur 0 afin de rendre disponible un ensemble de positions de régleur en tant qu'actions correctives, à l'exception de la situation où une surcharge peut être attendue dans le cas de base dans un angle probable. Dans ce cas, 2 à 4 étapes peuvent être réalisées sur certains TD.

Pour les câbles CC, les programmes d'échange du jour de référence sont utilisés. Si le câble est hors d'usage sur le jour cible, le programme du câble sera distribué sur les consommations.

Après cela, la production et la consommation sont redistribuées et un flux de consommation CA, dans lequel on vérifie la présence de congestions et de problèmes de tension sur le réseau, est lancé. Au cours de ce processus, un ajustement automatique des consommations est effectué pour corriger la différence dans l'équilibre entre le programme de référence du jour de réalisation et les données reçues dans le pronostic des acteurs de marché pour ce jour.

Remarque sur les procédures individuelles :

S'il est possible d'observer des variations dans la méthodologie dans les parties locales du processus du cas de base, il convient de garder à l'esprit que ce dernier reste dans la continuité du processus actuellement appliqué et que la révision de la méthodologie du modèle de réseau (dans ses aspects locaux ou communs) ne fait pas partie du projet de mise en œuvre du modèle FF dans la région CWE.

Il existe actuellement une initiative ENTSO-E qui vise à aligner les pratiques des GRT européens sur la feuille de route transrégionale de calcul de la capacité ACER ; dans tous les cas, la séquence suivante doit être respectée :

- Conception d'une méthodologie MRC par l'ENTSO-E conformément aux exigences de la CACM.
- Validation de la méthodologie par les autorités de régulation nationales.
- Conception d'un plan de mise en œuvre.

4.1.6. Actions correctives ⁴

Au cours du calcul des paramètres fondés sur les flux, les GRT de la région CWE prendront en compte les actions correctives (AC) autorisées en J-2 tout en assurant un fonctionnement sécurisé du système électrique (à savoir, le respect du critère N-1/N-k).

En pratique, les actions correctives sont mises en œuvre au moyen d'entrées dans le fichier ECR. Chaque mesure est connectée à une combinaison ECRA, cette information est traitée par le logiciel de calcul des paramètres fondés sur les flux.

Le calcul peut prendre en compte des actions correctives explicites ou implicites. Une action corrective explicite (AC) peut être :

- une modification de la position du régulateur d'un transformateur-déphaseur (TD) ;
- une mesure de topologie : ouverture ou fermeture d'une ligne, d'un câble, d'un transformateur ou d'un coupleur d'aiguillage, ou élément de réseau basculant d'un aiguillage à l'autre ;
- un redispatching curatif (après l'apparition d'une défaillance) : modification de la sortie de certains générateurs ou d'une consommation.

Les actions correctives implicites peuvent être utilisées lorsqu'il est impossible d'exprimer explicitement un ensemble d'actions correctives potentielles en une modification concrète dans le flux de consommation. Dans ce cas, une VAF (voir chapitre 4.1.4) sera utilisée en tant qu'action corrective.

Ces mesures explicites sont appliquées au cours du calcul des paramètres fondés sur les flux et l'effet sur les ECR est directement déterminé.

L'influence d'actions correctives implicites sur les ECR est évaluée par les GRT en amont et est prise en compte grâce au facteur de la VAF qui modifie les marges disponibles des ECR d'une certaine quantité.

⁴ Des exemples didactiques de différents types d'actions correctives (y compris les variantes explicites et implicites) se trouvent dans l'Annexe 14.4).

Chaque GRT de la région CWE définit les actions correctives disponibles dans sa zone de contrôle. Les seules actions correctives transfrontalières qui seront prises en compte sont celles qui ont été convenues par les procédures communes (par exemple, un nombre limité de positions de régleur sur les TD de la région CWE) ou par accord explicite (à l'instar du processus CTD). Les actions communément admises sont supposées obligatoires et disponibles.

L'objectif général de l'application des actions correctives est de modifier (augmenter) le domaine FF et soutenir le marché, tout en respectant la sécurité d'approvisionnement. Cela implique la couverture du domaine ALT (capacité allouée des enchères à long terme) en tant que cible minimale.

Certaines actions correctives, avec une forte influence sur les éléments des réseaux voisins et tout particulièrement les actions correctives transfrontalières, doivent être coordonnées avant leur intégration dans le fichier ECR.

La coordination des actions correctives transfrontalières maintient la sécurité d'approvisionnement tout en augmentant la capacité qui peut être offerte au marché. Les procédures communes, qui indiquent entre autres quelles actions correctives peuvent être appliquées pour l'étape du calcul de la capacité, doivent être mises en œuvre pour faciliter cela.

Les lignes directrices⁵ pour l'application des actions correctives impliquent que ces dernières qui sont définies dans les fichiers ECR peuvent changer au cours du processus quotidien fondé sur les flux pendant la phase de

⁵ Ces « lignes directrices » comprennent l'expertise et l'expérience des opérateurs accumulées au fil des ans et combinées avec l'application de procédures opérationnelles. Elles ne sont ni traduites ni formalisées dans la documentation à l'intention des parties externes.

qualification et de vérification (par exemple, en résultat d'un processus de coordination d'un TD).

Si besoin est, et dans un effort d'inclure le domaine ALT, toutes les actions correctives coordonnées possibles seront prises en compte, conformément à la liste communément admise des actions correctives. Chaque GRT peut, si cela ne compromet pas la sécurité du système, effectuer une action corrective supplémentaire afin de couvrir le domaine ALT.

Au cours du processus de calcul de la capacité J-2/J-1, les GRT ont l'opportunité de coordonner les réglages des TD. Cette coordination a pour but de trouver un accord sur les réglages des TD qui couvre tous les besoins des GRT. Le but est de couvrir l'ALT et, si possible, les NTC⁶. Cela signifie que les ALT/NTC n'entraîneront aucune surcharge sur les ECR dans la méthode fondée sur les flux. Les GRT tentent d'atteindre cet objectif en n'utilisant, dans un premier temps, que des actions correctives internes. Si cela s'avère insuffisant, les TD répartis sur toute la région CWE sont pris en compte afin d'atténuer les surcharges.

Le principe de base de la coordination des TD est le suivant :

- calcul local : les GRT essaient de couvrir le domaine NTC/ALT à l'aide de leurs propres TD. Si cela s'avère insuffisant, les GRT incorporent les TD d'autres GRT dans leurs calculs du flux de consommation locale. Finalement, chaque GRT fait une proposition de positions de régulateur des TD dans la région CWE et des angles/situations correspondants dans lesquels les TD doivent être utilisés ;
- échange de propositions : la ou les propositions sont partagées entre les GRT pour révision ;

⁶ Les NTC étaient uniquement disponibles pendant la période d'opération parallèle externe. Après le démarrage, les GRT utiliseront un autre domaine fondé sur les flux de référence en fonction de l'expérience accumulée au cours des opérations parallèles externes qui sera communiquée aux régulateurs et aux acteurs de marché.

- révision, coordination, confirmation : les GRT révisent les propositions et coordonnent/s'accordent sur le réglage final. Cela a pour but d'éviter l'utilisation d'actions correctives contradictoires dans la même situation. On considère le résultat comme ferme avant la phase de vérification. Les informations (si nécessaire, un fichier ECR mis à jour) doivent être transférées vers les processus J-1 et J.

Les TD disponibles pour coordination sont situés à Zandvliet/Vaneyck, Gronau, Diele et Meeden. La coordination des TD est effectuée entre Amprion, Elia et TenneT (DE et NL). Les TD en Autriche (Tauern, Ternitz, Ernsthofen) sont coordonnés dans un processus local entre les GRT allemands et autrichiens et sont davantage pris en compte dans la coordination comme décrit ci-dessus.

Le processus de coordination n'est pas nécessairement limité à l'ajustement des TD, des actions topologiques usuelles peuvent également être considérées en parallèle et de la même façon que l'ajustement du réglage des TD.

Une échéance dédiée de toutes les parties pour effectuer cette coordination est un prérequis à son bon fonctionnement. Cette échéance doit se situer, au mieux, dans la nuit entre le calcul initial et le calcul final fondés sur les flux. La coordination des TD doit démarrer avant minuit.

4.1.7. Clé de répartition de la variation de la production (CRVP)

La clé de répartition de la variation de la production (CRVP) définit la manière dont une modification de la position nette est cartographiée pour les générateurs d'électricité dans une zone de dépôt des offres. Par conséquent, elle contient la relation entre la modification de la position nette de la zone de marché et la modification de la production de chaque générateur d'électricité dans la même zone de marché.

En raison de la pré-exigence de convexité du domaine fondé sur les flux, la CRVP doit être linéaire.

Chaque GRT évalue une CRVP pour sa zone de contrôle en tenant compte des caractéristiques de son réseau. Les CRVP individuelles peuvent être fusionnées si un concentrateur d'offres contient plusieurs zones de contrôle. Une CRVP vise à fournir les meilleures prévisions d'impact sur les éléments critiques de réseau d'une modification de la position nette, en tenant compte de la faisabilité opérationnelle du programme de production de référence, de l'impact projeté du marché sur les groupes et de l'évaluation des risques du marché/système.

En général, une CRVP comprend des centrales électriques axées sur le marché et flexibles dans la modification de leur production électrique. Il s'agit notamment des types suivants de centrales électriques : gaz/pétrole, hydraulique, à réserve pompée et à charbon dur. Les GRT utiliseront en outre des groupes moins flexibles (par exemple, des groupes nucléaires), s'ils ne disposent pas d'une production flexible suffisante pour s'adapter à un programme d'importation ou d'exportation maximal ou s'ils souhaitent modérer l'impact des groupes flexibles.

Les valeurs de la CRVP peuvent varier pour chaque heure et sont exprimées en unités sans dimension. (Une valeur de 0,05 pour une unité signifie que 5 % de la modification de la position nette du concentrateur seront réalisés par cette unité.)

Procédures individuelles

CRVP pour la zone de dépôt des offres allemande :

Les GRT allemands doivent prévoir un seul fichier de CRVP pour l'ensemble du concentrateur d'offres allemand. Étant donné que la structure de la production diffère pour chaque GRT impliqué, une approche a été élaborée pour permettre au GRT unique de fournir des CRVP qui respectent la spécificité de la production dans sa propre zone de contrôle et de créer parmi eux une CRVP allemande concaténée en respectant le niveau nécessaire d'automatisation complète.

Chaque GRT allemand fournit un fichier de référence pour les jours ouvrés, les jours fériés nationaux et les weekends. Dans ce fichier de référence, le nom des générateurs est donné (avec leur nom de nœud dans le code UCTE)

avec leur part estimée au sein du réseau spécifique pour les différentes périodes. Il est également possible de mettre à jour le fichier CRVP individuel chaque jour conformément aux attentes pour le jour cible. Ainsi, chaque GRT allemand fournit, dans ce fichier de référence, la distribution et la production estimées au sein de son réseau. Ces chiffres s'additionnent pour donner un résultat final égal à 1.

Exemple : Fichier de référence du GRT A pour un jour ouvré

00h00 – 07h00 :

GenA (houille)	0,3
GenB (houille)	0,3
GenC (Gaz)	0,1
GenD (Hydroélectrique)	0,2
GenE (Hydroélectrique)	0,1

07h00 – 23h00 :

GenC (Gaz)	0,3
GenD (Hydroélectrique)	0,5
GenE (Hydroélectrique)	0,2

23h00 – 24h00 :

GenB (houille)	0,2
GenC (Gaz)	0,3
GenD (Hydroélectrique)	0,4
GenE (Hydroélectrique)	0,1

Dans le cadre de la fusion allemande, le système commun crée un fichier de CRVP spécifique sur la base de ces quatre fichiers de référence individuels, selon le jour (jour ouvrable, weekend ou jour férié) et pour tous les jours. De ce fait, tous les GRT allemands reçoivent leur part individuelle (par exemple : TransnetBW : 15 %, TTG : 18 %, Amprion : 53 %, 50HzT : 14 %). Le contenu des fichiers de référence individuels sera multiplié par la

part individuelle de chaque GRT. Cette opération est appliquée à tous les GRT utilisant des clés de partage différentes pour les diverses heures cibles. Un fichier de CRVP commun est créé quotidiennement pour la zone de dépôt des offres allemande.

Exemple : En prenant le fichier de référence ci-dessus et en assumant que le GRT A est TransnetBW, on obtient les parts suivantes dans le fichier de CRVP concaténé allemand :

00h00 – 07h00 :

GenA (houille)	$0,3 * 0,5 = 0,045$
GenB (houille)	$0,3 * 0,15 = 0,045$
GenC (Gaz)	$0,1 * 0,15 = 0,015$
GenD (Hydroélectrique)	$0,2 * 0,15 = 0,030$
GenE (Hydroélectrique)	$0,1 * 0,15 = 0,015$

07h00 – 23h00 :

GenC (Gaz)	$0,3 * 0,15 = 0,045$
GenD (Hydroélectrique)	$0,5 * 0,15 = 0,075$
GenE (Hydroélectrique)	$0,2 * 0,15 = 0,030$

23h00 – 24h00 :

GenB (houille)	$0,2 * 0,15 = 0,030$
GenC (Gaz)	$0,3 * 0,15 = 0,045$
GenD (Hydroélectrique)	$0,4 * 0,15 = 0,060$
GenE (Hydroélectrique)	$0,1 * 0,54 = 0,015$

Grâce à cette méthode, les connaissances et l'expérience de chaque GRT allemand peuvent être intégrées dans le processus afin d'obtenir une CRVP représentative. Les nœuds nommés dans la CRVP sont ainsi répartis sur l'ensemble de la zone de dépôt des offres allemande de manière réaliste et le facteur individuel est relativement faible.

La clé de partage de production (CPP) pour les zones individuelles de contrôle (i) est calculée en fonction du potentiel disponible des centrales élec-

triques axées sur le marché pour chaque GRT divisé par la somme des potentiels des centrales électriques axées sur le marché au sein de la zone de dépôt des offres.

$$CPP_{GRT_i} = \frac{\text{Électricité disponible dans la zone de contrôle du GRT}_i}{\sum_{k=1}^4 \text{Électricité disponible dans la zone de contrôle du GRT}_k}$$

Où k est l'indice pour les 4 GRT individuels allemands.

Avec cette approche, les facteurs de part s'additionnent pour donner un résultat égal à 1, qui est l'intrant pour la fusion centrale des CRVP individuelles.

Répartition individuelle par GRT allemand

TransnetBW :

Pour déterminer les unités de production concernées, TransnetBW tient compte de la disponibilité des centrales électriques et des informations disponibles les plus récentes au moment de la génération du fichier de CRVP individuel pour l'UTM :

Le facteur de la CRVP pour chaque centrale i est déterminé comme suit :

$$CRVP_i = \frac{P_{max,i} - P_{min,i}}{\sum_i^n (P_{max,i} - P_{min,i})}$$

Où n est le nombre de centrales électriques prises en compte pour la répartition de la variation dans la zone de contrôle de TransnetBW.

Seules ces centrales, caractérisées par le fait qu'elles sont axées sur le marché, sont intégrées à la CRVP si elles sont disponibles pour l'heure cible.

Les types suivants d'unités de production pour les heures moyennes et de pointe connectées au réseau de transport peuvent être pris en compte dans la CRVP :

- centrales électriques à charbon,
- centrales hydroélectriques,
- centrales à gaz.

Les centrales nucléaires sont exclues.

Amprion :

Amprion a établi un processus régulier afin de maintenir la CRVP le plus proche possible de la réalité. Dans ce processus, Amprion vérifie par exemple s'il existe de nouvelles centrales électriques sur le réseau ou si un groupe est hors service. Selon les éventuels changements notés, Amprion met à jour sa CRVP.

En général, Amprion ne considère comme pertinentes pour la CRVP que les centrales électriques ayant une période moyenne et de pointe. En d'autres termes, les centrales électriques ayant une période de base, comme les centrales nucléaires et à lignite, ne sont pas considérées comme des nœuds pertinents de CRVP. Amprion ne tient donc compte que des types suivants de centrales électriques : centrales à charbon, à gaz et hydroélectriques. Selon l'entreprise, seuls ces types de centrales électriques participent aux variations de production.

TenneT Allemagne :

Comme Amprion, TTG considère les centrales électriques ayant une période moyenne et de pointe comme des candidates potentielles à la CRVP. Il s'agit notamment des types suivants d'unités de production : charbon, gaz, pétrole et hydroélectricité. Les centrales nucléaires sont exclues par avance. Afin de déterminer la CRVP de TTG, une analyse statistique du comportement des centrales non nucléaires dans la zone de contrôle de TTG a été réalisée en vue de caractériser les unités. Seules les centrales électriques considérées comme axées sur le marché font partie de la CRVP. Cette liste est régulièrement mise à jour. Les facteurs de CRVP individuels sont calculés par le potentiel disponible de la centrale i ($P_{\max} - P_{\min}$), divisé par le potentiel total de toutes les centrales électriques figurant dans la liste de CRVP de TTG.

CRVP autrichienne :

La méthode d'APG pour sélectionner les nœuds de CRVP est similaire à celle des GRT allemands. Ainsi, seules les centrales électriques axées sur le marché sont prises en compte dans le fichier de CRVP qui a été élaboré grâce à une analyse statistique du comportement des centrales électriques sur le marché. Dans ce cas, les unités thermiques et à réserve pompée d'APG sont

prises en compte. Les centrales électriques qui produisent de la consommation de base (centrales hydrauliques au fil de l'eau) ne sont pas prises en compte. Seules les centrales hydrauliques au fil de l'eau disposant d'un stockage quotidien d'eau sont incluses dans le fichier de CRVP. La liste des centrales électriques concernées est régulièrement mise à jour afin de tenir compte de la maintenance ou des interruptions. À l'avenir, APG analysera l'utilisation de la CRVP dynamique.

CRVP néerlandaise :

TenneT B.V. répartira les groupes de production principaux de manière à éviter les sous-charges et surcharges excessives et irréalistes des unités pour les scénarios extrêmes d'importation ou d'exportation. L'indisponibilité pour cause d'interruptions est également envisagée dans la CRVP.

Toutes les unités de la CRVP (y compris les unités de la CRVP disponibles sans production dans le fichier D2CF) sont réparties au prorata sur la base de niveaux maximal et minimal de production prédéfinis pour chaque unité active. Le niveau de production totale reste le même.

Le niveau de production maximale est la contribution de l'unité dans un scénario de production maximale extrême prédéterminée. Le niveau de production minimale est la contribution de l'unité dans un scénario de production minimale extrême. La différence entre les niveaux de production maximale et minimale des unités de consommation de base sera plus faible que celle des unités asynchrones.

Avec P_{i0} la distribution initiale de MW de l'unité i , et P_{i1} la nouvelle distribution de l'unité i après la nouvelle répartition, alors

$$P_{i1} = P_{\min_i} + (P_{\max_i} - P_{\min_i}) \frac{(\sum_k P_{k0} - \sum_k P_{\min_k})}{(\sum_k P_{\max_k} - \sum_k P_{\min_k})} \quad (\text{eq. 1})$$

où « k » est l'indice sur toutes les unités de la CRVP actives.

La méthode CRVP linéaire fournit également de nouvelles valeurs de la CRVP pour toutes les unités actives de la CRVP. Cela est également calculé sur la base de niveaux maximal et minimal de production prédéfinis :

$$CRVP_i = \frac{P_{max_i} - P_{min_i}}{\sum_k P_{max_k} - \sum_k P_{min_k}} \text{ (eq. 2)}$$

où « k » est l'indice sur toutes les unités de la CRVP actives.

Le D2CF de 24 heures est ajusté de sorte que la position nette des Pays-Bas soit cartographiée pour les générateurs conformément à eq.1.

La CRVP est directement ajustée en cas de nouvelles centrales électriques. TTB inclut quotidiennement les informations sur les interruptions des groupes de production dans la CRVP, ces informations se basent sur celles envoyées par les acteurs de marché.

CRVP belge :

Dans sa CRVP, Elia utilisera toutes les unités de production flexibles et contrôlables qui sont disponibles à l'intérieur de son réseau (s'ils fonctionnent ou non). Les unités indisponibles en raison d'une panne ou d'une activité de maintenance ne sont pas incluses.

La CRVP est réglée de telle sorte que, pour les imports de haut niveau dans le concentrateur d'offres belge, toutes les unités soient, au même moment, soit à 0 MW soit à Pmin (incluant les marges pour les réserves) ; cela dépend du fait qu'elles soient ou non en fonctionnement (pour un exemple plus précis : la livraison des réserves primaires ou secondaires). Pour les hauts niveaux d'export depuis le concentrateur d'offres belge, toutes les unités sont à Pmax (incluant une marge pour les réserves) au même moment.

Après avoir produit la CRVP, Elia ajustera les niveaux de production dans les 24 fichiers D2CF pour faire correspondre le niveau linéarisé de production aux programmes d'échange du jour de référence comme cela est montré dans la figure 4-1.

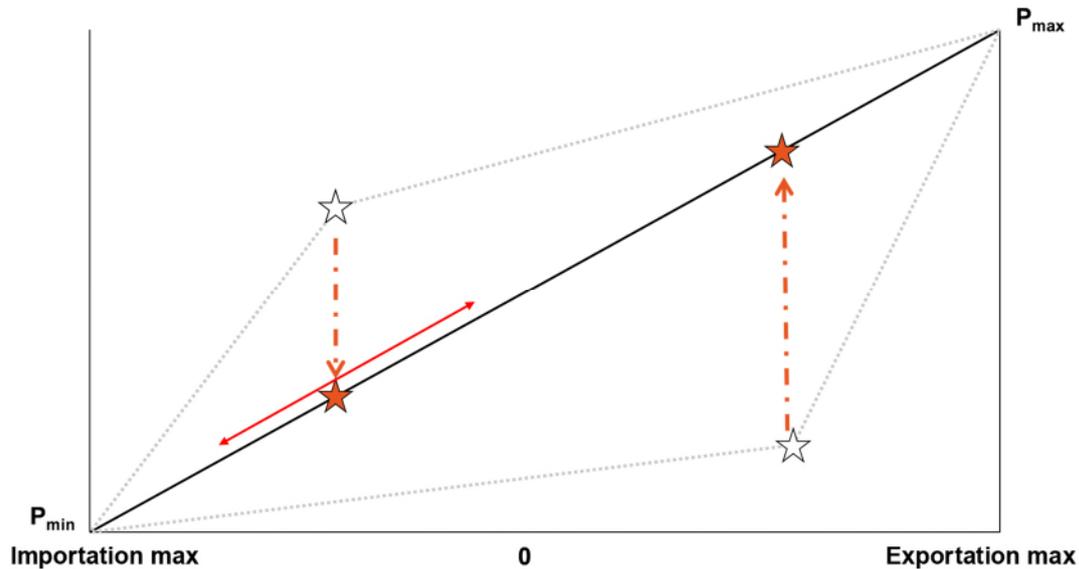


Figure 4-1 : CRVP belge.

CRVP française :

La CRVP française est composée de toutes les unités connectées au réseau de RTE.

La variation du modèle de production à l'intérieur de la CRVP est la suivante : toutes les unités en fonctionnement dans le cas de base suivront la modification de la position nette française au prorata. Cela signifie par exemple que, si une unité représente n % de la production totale sur le réseau français, n % de la variation de la position nette française seront attribués à cette unité.

À propos de 50Hertz :

50Hertz envoie ses fichiers D2CF et CRVP qui améliorent la qualité de l'ensemble de données allemand.

Du fait de la distance considérable qui sépare 50HZ des frontières de la région CWE, la non prise en compte de ses éléments critiques de réseau dans le calcul FF n'est pas un problème.

CRVP ALEGrO :

Afin d'intégrer l'approche fondée sur les flux évoluée d'ALEGrO, deux zones de dépôt des offres virtuelles (ALBE et ALDE) sont définies comme décrit à l'article 4.2.9.

Les deux zones de dépôt des offres (ALBE & ALDE) qui modélisent l'interconnexion ALEGrO possèdent une CRVP égale à 1 sur les nœuds où les convertisseurs d'ALEGrO sont installés.

Résumé et aperçu de la variabilité des CRVP au cours de la journée :

- APG, Elia et TTB utilisent les CRVP conformément à leur concept de ces dernières, ce qui se traduit par des valeurs constantes sur la journée.
- Les GRT allemands ont deux CRVP pour deux périodes différentes d'une journée comme cela a été décrit plus haut (heure de pointe et heure creuse).
- Puisque RTE utilise la CRVP au prorata, les valeurs dans le fichier de la CRVP française changent toutes les heures.

4.1.8. Marge de fiabilité du flux (MFF)

L'origine de l'incertitude impliquée dans le processus de calcul de la capacité pour le marché journalier vient de phénomènes tels que les échanges externes, les approximations dans la méthodologie fondée sur les flux (par exemple, les CRVP) et les différences entre les prévisions et les programmes accomplis. Cette incertitude doit être quantifiée et réduite dans le processus d'allocation afin d'empêcher que, au jour J, les GRT soient confrontés à des flux qui dépassent les seuils maximaux admissibles des éléments de leur réseau. Cela a un lien direct avec la fermeté des résultats du couplage de marché. De ce fait, pour chaque élément critique de réseau, une marge de fiabilité du flux (MFF) doit être définie afin de quantifier au moins la mesure dans laquelle l'incertitude susmentionnée affecte le flux sur l'élément critique de réseau. Inévitablement, la MFF réduit la marge disponible restante

(MDR) sur l'élément critique de réseau, car une partie de cet espace libre qui est fourni au marché pour faciliter les échanges transfrontaliers doit être réservée pour faire face à ces incertitudes.

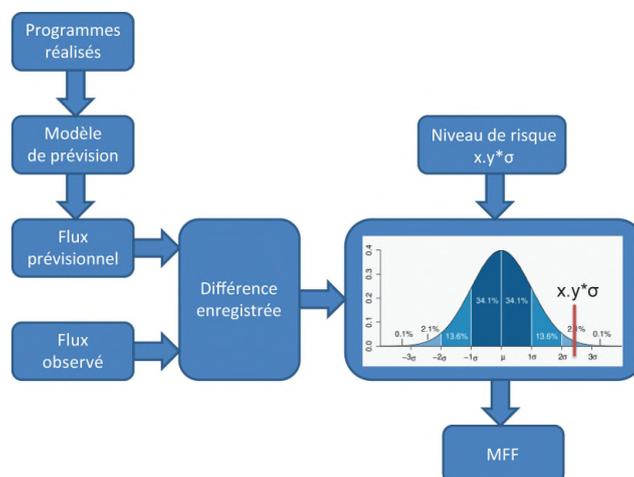


Figure 4-2 : Principe d'évaluation de la MFF

L'idée de base de la détermination d'une MFF est de quantifier l'incertitude en comparant le modèle FF avec l'horodatage correspondant observé en temps réel. Plus précisément, le cas de base, qui constitue la base du calcul des paramètres fondés sur les flux à J-2, est comparé à un point figé du système de transport le jour J. Un point figé est comme un instantané du système de transport d'un GRT, montrant les tensions, les courants et les flux d'électricité du réseau à un moment donné. Cette idée de base est illustrée dans la figure 4.2.

Afin de pouvoir comparer les flux observés depuis le point figé avec les flux prévus de façon cohérente, le modèle fondé sur les flux est ajusté en fonction des programmes réalisés correspondants au moment où le point figé a été créé. De cette manière, les mêmes échanges commerciaux sont pris en compte lors de la comparaison des flux prévus avec les flux observés (par exemple, les échanges intrajournaliers se reflètent sur les flux observés et doivent se refléter sur les flux prévus également pour une comparaison juste).

Les différences entre les observations et les prédictions sont enregistrées afin de créer une base de données permettant aux GRT de procéder à une analyse statistique sur une grande quantité de données. Sur la base d'un niveau de risque prédéfini⁷, les valeurs de la MFF peuvent être calculées à partir de la distribution des différences de flux entre les prévisions et l'observation.

En suivant cette approche, les effets suivants sont couverts par l'analyse de la MFF :

- écarts de flux involontaires dus aux réglages de fréquence de consommation effectués,
- transactions extérieures (toutes les transactions entre la région CWE et les autres régions, ainsi que les transactions dans d'autres régions sans participation de la région CWE),
- transactions intérieures dans chaque zone de dépôt des offres (c'est-à-dire le point de travail du modèle linéaire),
- incertitude dans les prévisions de production éolienne,
- incertitude dans les prévisions de consommation,
- incertitude dans le modèle de production,
- hypothèses inhérentes à la clé de répartition de la variation de la production (CRVP),
- topologie,

⁷ Le niveau de risque est une prérogative locale qui est étroitement liée à la politique de risque appliquée par le GRT concerné. Par conséquent, le niveau de risque pris en compte par chaque GRT pour évaluer la MFF à partir des données statistiques peut varier. Ce niveau de risque est une référence fixe que chaque GRT doit globalement respecter dans toutes les questions liées à la gestion des contraintes réseau et à la sécurité d'approvisionnement. Ce niveau de risque est un pilier des politiques de risque de chaque GRT.

- application d'un modèle de réseau linéaire.

Lorsque la MFF a été calculée conformément à l'approche susmentionnée, les GRT peuvent appliquer ce que l'on appelle un « ajustement opérationnel » avant toute mise en œuvre pratique dans leur définition ECR. Cela s'explique par le fait que les GRT restent essentiels pour l'issue de l'approche théorique pure destinée à assurer la mise en œuvre de paramètres qui ont un sens opérationnel. Pour quelque raison que ce soit (par exemple, un problème de qualité des données), il peut arriver que la « MFF théorique » ne soit pas cohérente avec l'expérience du GRT sur un ECR spécifique. Dans ce cas, le GRT procédera à un ajustement.

Il est important de noter que :

Cet ajustement est supposé être relativement « petit ». Il ne s'agit pas d'un nouveau réglage arbitraire de la MFF mais d'une adaptation de la valeur théorique initiale. Cela ne se produit qu'une fois par ECR au cours de l'analyse de la MFF (en d'autres termes, le GRT n'ajustera pas sa MFF au cours de n'importe quel calcul fondé sur les flux). La valeur de MFF opérationnelle est calculée une fois puis devient un paramètre fixe dans la définition de l'ECR.

Ce processus d'ajustement n'est pas prévu pour être systématique mais, au contraire, plutôt rare car il nécessite beaucoup d'efforts concernant la représentativité des valeurs théoriques.

Les différences entre les valeurs ajustées dans l'opération et théoriques doivent être systématiquement surveillées et justifiées, puis formalisées dans un compte-rendu dédié à l'intention des autorités de régulation nationales de la région CWE (voir Annexe 14.5).⁸

⁸ Un compte-rendu dédié et confidentiel sur la MFF (valeurs de la MFF et ajustement opérationnel pour les principaux segments critiques actifs de l'opération parallèle) se trouve dans l'Annexe 14.5.

Les valeurs théoriques restent une « référence », en particulier en cas de changement méthodologique à surveiller par le biais de la MFF.

Par souci de clarification, il est ici rappelé que pour chaque ECR (ou ECRA pour les cas N-1), la campagne de la MFF mène à une seule valeur de MFF qui deviendra ensuite un paramètre fixe dans la définition de l'ECR. La MFF n'est pas un paramètre variable.

Étant donné que les valeurs de MFF sont un modèle des incertitudes contre lesquelles les GRT doivent se couvrir, et compte tenu de l'environnement en constante évolution dans lequel les GRT opèrent et des avantages statistiques de la construction d'un échantillon plus important, la nature même du calcul de la MFF implique une réévaluation régulière des valeurs de MFF. Par conséquent, les GRT envisagent de redéfinir régulièrement et au moins une fois par an les valeurs de MFF, en suivant les mêmes principes, mais en utilisant des données actualisées.

Le processus de calcul général de la MFF peut ensuite être résumé par la figure suivante :



Étape 1 : élaboration de distributions statistiques, pour tous les éléments critiques de réseau, dans les situations N et N-1.

Étape 2 : calcul de la MFF théorique (ou de référence) en appliquant un niveau de risque sur les distributions statistiques.

Étape 3 : validation et ajustement potentiellement opérationnel. L'ajustement opérationnel est censé être utilisé sporadiquement, une seule fois par ECR, et systématiquement justifié et documenté.

Les GRT de la région CWE effectuent une mise à jour régulière, au moins une fois par an, des valeurs de la MFF à l'aide des mêmes principes. Des

événements exceptionnels⁹ peuvent déclencher une réévaluation accélérée de la MFF sur une échéance plus courte. Dans tous les cas, il convient de garder à l'esprit que, dans un souci de représentativité statistique, le nouveau contexte intégré dans les nouvelles valeurs de la MFF doit correspondre à plusieurs mois de données.

Dans la pratique, les valeurs de la MFF ont été calculées fin 2012 sur la base des périodes hiver 2010-2011 et été 2011. L'aperçu graphique ci-dessous montre les valeurs de la MFF associées aux principaux ECR actifs de l'opération parallèle interne de 2012. On peut y remarquer que :

- les valeurs de la MFF s'étendent entre 5 % et 20 % de la capacité totale F_{max} de la ligne, en fonction des incertitudes liées aux flux sur les ECRA ;
- des ajustements opérationnels sont effectués dans les deux directions (augmentation ou diminution de la valeur de la MFF calculée), et consistent principalement à corriger les valeurs aberrantes, manquantes ou de référence haute.

⁹ Ces événements exceptionnels peuvent être : une modification importante du réseau (nouvelle ligne, démantèlement de grands groupes de production...), une modification de la méthode de calcul de la capacité, un élargissement de la zone couplée, la mise en place d'un couplage hybride avancé, etc.

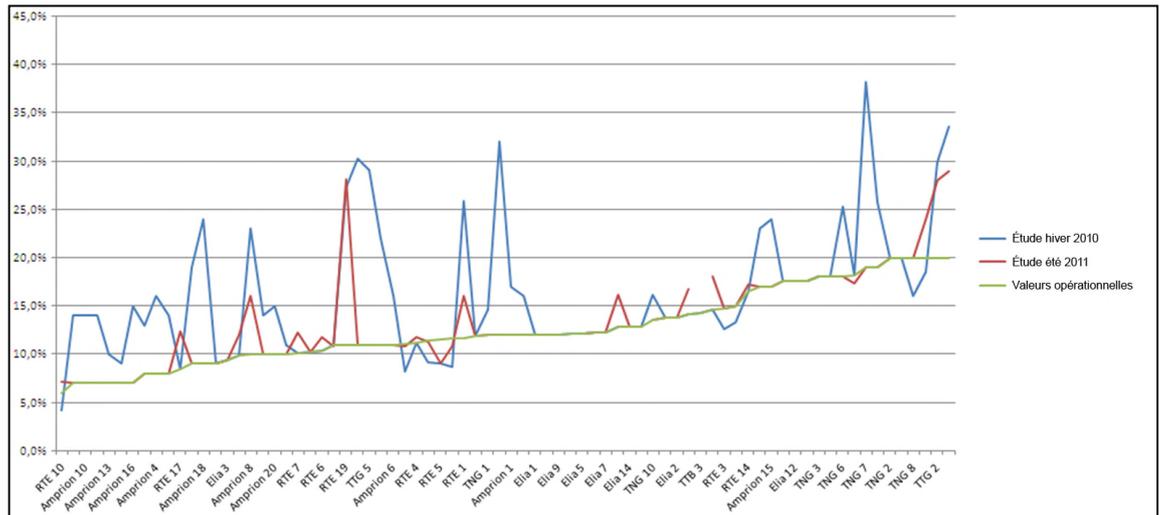


Figure 4-3 : Aperçu graphique des valeurs opérationnelles de la MFF pour les ECR actifs de l'opération parallèle (la dénomination des ECR est totalement arbitraire et ne correspond en aucun cas aux dénominations fixées futures)

Les valeurs qui seront utilisées pour le démarrage sont en cours d'évaluation sur la base des données de l'année 2013 par les GRT de la région CWE et devraient être mises en œuvre d'ici la fin du mois de mai 2014. De cette manière, l'observation de nouvelles valeurs de la MFF est garantie au cours de l'opération parallèle. Un compte-rendu spécifique sera communiqué aux autorités de régulation nationales à ce sujet. Ce dernier indiquera pour chaque ECR actif de l'opération parallèle actuelle :

- la MFF de référence,
- l'ajustement opérationnel¹⁰ et sa justification.

¹⁰ L'ajustement opérationnel n'est pas une étape opérationnelle quotidienne mais un ajustement unique effectué potentiellement sur les valeurs de la MFF lorsque celles-ci sont calculées.

4.1.9. Limitations spécifiques non associées aux éléments critiques de réseau (contraintes externes)

Outre les éléments critiques de réseau électriques, d'autres limites spécifiques peuvent être nécessaires pour garantir une exploitation sécurisée du réseau. Les limites d'importation/exportation déclarées par les GRT sont prises en compte en tant qu'éléments critiques de réseau « spéciaux » afin de s'assurer que le fonctionnement du marché ne dépasse pas ces limites. Les GRT rappellent ici que ces contraintes ne sont pas nouvelles puisqu'elles sont déjà prises en compte implicitement lors du calcul des NTC¹¹. Avec le modèle fondé sur les flux, elles apparaissent de façon explicite et leur utilisation est justifiée par plusieurs raisons parmi lesquelles :

- Éviter les résultats de marché qui mènent à des problèmes de stabilité dans le réseau qui sont détectés par des études dynamiques du système.

Éviter les résultats de marché trop éloignés des flux de référence traversant le réseau dans le cas de base et qui, dans des cas exceptionnels, induiraient des flux extrêmes supplémentaires sur les éléments du réseau. Cela mènerait à une situation dont la sûreté ne pourrait pas être vérifiée par le GRT

¹¹ Les divergences peuvent être identifiées dans certains cas, par exemple, lorsque la somme des NTC exportés (respectivement les imports) d'un concentrateur d'offres donné est supérieure aux contraintes externes exportées (respectivement les imports) dans le même concentrateur dans le modèle FF. Ces divergences peuvent avoir plusieurs origines :

1. Les modèles CTD et FF diffèrent objectivement au niveau de la mise en œuvre, ce qui peut conduire à des résultats légèrement différents.
2. Les NTC font partie d'une situation « improbable » (habituellement, l'exportation double belge), il est par conséquent prévisible que la simple addition des NTC aux frontières et leur comparaison aux contraintes externes peut entraîner des différences.

concerné au cours de l'étape de vérification (voir chapitre 4.2.6). En d'autres termes, le calcul de la capacité FF inclut l'analyse des aléas basée sur une approche des flux de consommation CC. Cela implique que les contraintes déterminées ne s'appliquent que sur le flux de puissance active. Puisque la sécurité du réseau s'étend au-delà des contraintes de flux de puissance active, des problèmes tels que :

- la stabilité de la tension,
- la stabilité dynamique,
- la rampe (câbles CC, positions nettes),

doivent également être pris en compte. Pour cela, les contraintes en dehors du calcul des paramètres fondés sur les flux (c'est-à-dire les contraintes externes (CE)) doivent être déterminées.

Il convient de garder également à l'esprit que les contraintes externes sont cruciales à la garantie de la sécurité d'approvisionnement et sont, à cet égard, systématiquement intégrées en tant qu'intrant du processus de calcul FF. En d'autres termes, le GRT opérateur ne décide pas d'inclure ou non une contrainte externe sur un jour donné (ou même sur une heure), il intégrera toujours une contrainte externe, peu importe les conditions actuelles d'exploitation afin d'empêcher l'occurrence de situations inadmissibles.

Ces contraintes externes peuvent également être modélisées en tant que contrainte sur la position nette globale (la somme de tous les échanges transfrontaliers pour une zone de dépôt des offres donnée dans le couplage unique journalier), limitant ainsi la position nette de la zone de dépôt des offres respectives par rapport à toutes les régions de calcul de capacité (RCC) qui font partie du couplage unique journalier. Lorsqu'elles sont modélisées de cette manière, les contraintes externes ne font pas partie du calcul FF et ne seront donc pas modélisées en tant qu'élément critique de réseau.

Dans le cas où une contrainte externe restreint le marché, un prix virtuel lui est associé. En effet, le prix virtuel indique l'augmentation du bien-être lorsque l'élément sur lequel pèse la contrainte est allégé marginalement. Le

prix virtuel, un indicateur utile d'évaluation de l'impact sur le marché d'un ECR donné, sera intégré au compte-rendu sur les contraintes actives pour les autorités de régulation nationales.

Contraintes externes contre MFF :

Les valeurs de la MFF n'aident pas à se couvrir contre les situations susmentionnées. Par nature, les MFF ne couvrent pas les problèmes de tension et de stabilité qui peuvent survenir dans les cas extrêmes, non seulement parce que le système FF est basé « uniquement » sur un modèle CC (CC : Courant Continu) mais également parce que ces valeurs sont statistiques et tournées vers le passé (basées sur des données historiques), elles ne peuvent donc pas couvrir des situations qui ne sont jamais survenues. Et c'est là le but précis des contraintes externes : empêcher les situations inadmissibles (qui, par définition, ne sont jamais survenues) telles que les chutes de tension ou les problèmes de stabilité sur le réseau.

De ce fait, les MFF (approche statistique, tournées vers le passé et intégrées au modèle CC FF) et les contraintes externes (approche déterministe, tournées vers le futur et dépassant les limites du modèle CC FF) sont complémentaires et ne peuvent pas se substituer les unes aux autres. Chaque GRT a désigné son propre seuil sur la base d'études complexes mais également sur l'expertise opérationnelle acquise au fil des années.

L'avantage du modèle FF, à cet égard, est qu'il rend complètement transparentes la conception et l'activation des contraintes externes. Non seulement les contraintes externes sont des éléments critiques de réseau (alors qu'elles sont prises en compte implicitement lors du calcul des NTC), mais elles sont en plus facilement identifiables dans la publication. En effet, leurs CI sont directs (0;0;0;1 ou -1, la marge étant la limite des imports/exports) et peuvent être directement liés à leur zone de dépôt des offres respective puisqu'ils se rapportent au 1 ou -1 dans la matrice CI. Les GRT de la région CWE considèrent donc ainsi que la transparence totale est déjà établie.

Les sections suivantes détailleront la méthode utilisée par chaque GRT¹² pour concevoir et appliquer les contraintes externes.

Contrainte externe autrichienne :

APG n'applique aucune contrainte sur l'import ou l'export.

Contrainte externe allemande :

Aucune contrainte d'import ou d'export allemande n'est appliquée pour la zone de dépôt des offres germano-autrichienne.

Contrainte externe néerlandaise :

TenneT NL détermine les contraintes maximales d'import et d'export pour les Pays-Bas en se basant sur des études hors ligne qui incluent également une analyse des chutes de tension et de la stabilité au cours de différentes situations d'import et d'export. L'étude peut être répétée si nécessaire et donner lieu à une mise à jour des valeurs appliquées pour les contraintes externes du réseau néerlandais.

Contrainte externe belge :

Elia a recours à une contrainte de limite des importations qui est liée à la stabilité dynamique du réseau. Cette limite est estimée à l'aide d'études hors ligne menées de façon régulière.

Contrainte externe française :

RTE n'applique pas de contrainte externe.

¹² À l'instar des modifications relatives à la méthodologie, à chaque fois qu'un GRT prévoit de modifier sa méthode d'application des contraintes externes, ce dernier nécessite l'accord des autorités de régulation nationales pour le faire.

4.2. Processus de calcul coordonné de la capacité fondée sur les flux

4.2.1. Fusion

Un modèle du réseau sert de base au processus de calcul ; le modèle de réseau commun (MRC) qui représente les meilleures prévisions de l'heure correspondante du jour de réalisation (jour J). Du fait du délai dans le processus, la création du MRC doit être effectuée deux jours avant le jour J. Le MRC est un ensemble de données créé en fusionnant des modèles de réseaux individuels par une entité procédant à la fusion.

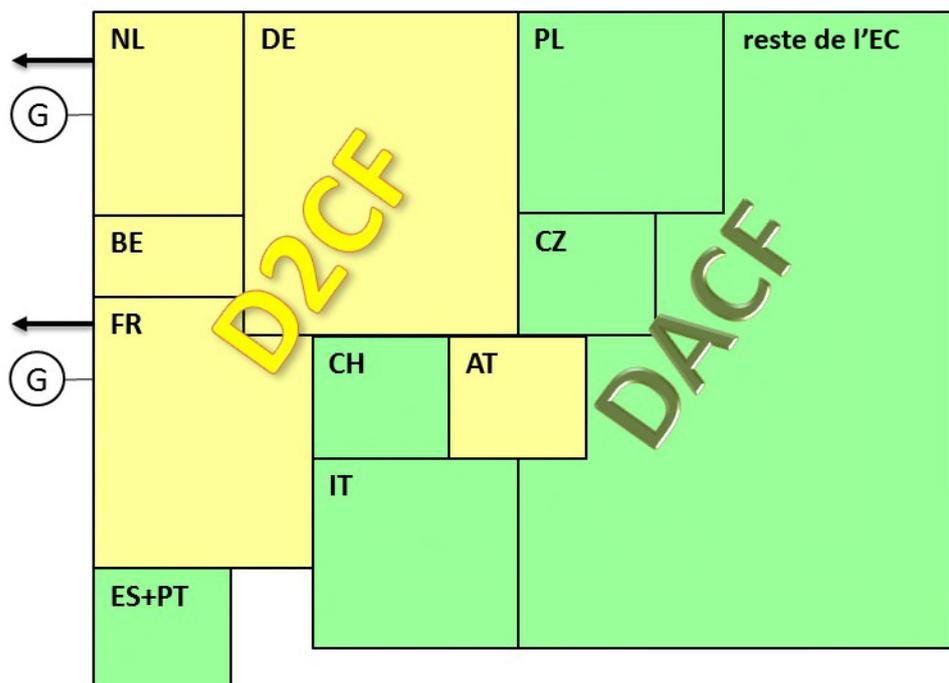
Cet ensemble de données contient :

- les ensembles de données des D-2CF uniques des GRT de la région CWE : Elia (BE), RTE (FR), TenneT (NL), TenneT (DE), Transnet BW (DE), Amprion (DE), 50HzT (DE) et APG (AT) ;¹³
- les ensembles de données des PCJ des GRT d'Europe continentale non participants.

Le réseau du bloc de contrôle allemand (BCA) est composé de EnDK (PCJ), TenneT DE, Transnet BW, Amprion, 50Hertz et CREOS dans une pré-fusion. Les câbles CC liés à d'autres blocs de contrôle sont considérés comme des injections dans le modèle. Les programmes de ces câbles sont en accord avec les programmes d'échange prévus.

Les ensembles de données des PCJ des GRT ne participant pas sont nécessaires pour correctement prendre en compte les influences physiques de ces réseaux lors du calcul des transferts entre FR-BE-NL-DE-AT. Dans la figure ci-dessous, les zones qui ne sont pas montrées sont les zones externes qui sont représentées comme des injections positives ou négatives.

¹³ Il est également envisagé d'inclure les ensembles de données des D-2CF de Swissgrid (CH).



Le processus de fusion sera effectué en suivant les étapes suivantes, conformément aux règles de fusion internationalement admises :

1. Vérifier les ensembles de données individuels des GRT participants et non participants :

- vérifier le format ;
- vérifier la convergence des flux de consommation.

2. Vérifier l'équilibre (situation import/export) :

En cas de non-correspondance, ajustement de l'équilibre conformément aux lignes directrices internes relatives à la fusion dans la région CWE.

3. Processus de fusion :

- vérifier le statut de l'interconnexion. Si nécessaire, ajuster conformément aux lignes directrices relatives à la fusion dans la région CWE ;
- tous les blocs de contrôle de la région CWE seront adaptés à l'aide de leur CRVP afin d'atteindre les positions nettes du jour équilibré tout en restant dans la zone de faisabilité fournie pas les blocs de contrôle. Ce processus de fusion à l'aide des CRVP permet aux GRT de la région CWE de fournir leurs meilleures

estimations (formation du domaine fondé sur les flux) et permet une fusion sans impact sur la forme du domaine fondé sur les flux lorsque les positions nettes du jour de référence sont atteintes.

Note : L'activité de fusion n'est pas automatique et comprend un garde-fou (respect du format, statut des liaisons permanentes, équilibre de la zone de dépôt des offres) pour chaque fichier individuel avec une procédure opérationnelle spécifique en cas d'incohérences.

4.2.2. Préqualification¹⁴

Avant le premier calcul des paramètres fondés sur les flux, le GRT vérifie la cohérence du fichier ECR appliqué avec la situation de réseau prévue. Une attention toute particulière est portée aux actions correctives décrites dans le fichier ECR. Chaque GRT doit vérifier si les actions correctives décrites sont disponibles dans la situation de réseau prévue ou si certaines adaptations doivent être effectuées. Cette étape de préqualification contient également, si cela s'avère nécessaire, le partage des informations et la coordination avec les GRT voisins.

¹⁴ La préqualification est une phase d'évaluation des ECR disponible à tout moment du processus FF et au cours de laquelle chaque GRT peut évaluer la pertinence de son ensemble d'ECR quant aux conditions de fonctionnement au moment du calcul de la capacité. De ce fait, l'expérience opérationnelle joue un rôle majeur. Concrètement, cette phase est facilitée par un outil permettant une révision efficace des segments critiques ainsi qu'une intercomparaison des interconnexions et des actions correctives associées. La préqualification est donc une introduction à la qualification puisqu'elle fournit les premiers éléments à analyser et à coordonner entre les GRT plus tard dans le processus FF. C'est pourquoi elle est ici présentée avant la qualification dans la séquence opérationnelle. Dans la pratique, la préqualification peut être effectuée avant chaque calcul commun FF.

4.2.3. Calcul initial centralisé des paramètres fondés sur les flux

Le calcul des paramètres fondés sur les flux est centralisé. L'ensemble du réseau étant linéarisé, le calcul peut être effectué avec l'approche CC bien plus rapide et donne deux classes principales de paramètres nécessaires aux étapes suivantes du couplage de marché FF.

i) Marge disponible restante (MDR) :

Comme le flux de référence (F_{ref}) est le flux physique calculé à partir du cas de base commun, il reflète le chargement des éléments critiques de réseau compte tenu des programmes d'échange du jour de référence choisi. La MDR est déterminée avec la formule :

$$MDR = F_{max} - F_{ref} - MFF - VAF - AMM$$

Avec cette formule et contrairement aux autres paramètres, le calcul fournit la marge disponible restante pour chaque ECRA. Cette MDR est l'un des intrants des étapes suivantes du processus. L'ajustement pour la MDR minimale (AMM) est appliqué après l'étape de qualification¹⁵.

ii) Coefficients d'influençement (CI) :

Les CI sont calculés en faisant varier le programme d'échange d'une zone (= zone de marché), tout en tenant compte de la CRVP pour cette même zone. Pour chaque variation de zone unique, l'effet sur la charge de chaque ECR est surveillé et l'effet sur le calcul de répartition est calculé en pourcentage (par exemple, l'exportation supplémentaire de la BE de 100 MW a un effet de 10 MW sur un certain ECR => CI = 10 %). La CRVP pour la zone

¹⁵ Se référer au paragraphe 4.2.5 pour de plus amples détails.

a une forte influence sur le CI car elle traduit la variation de la zone en une augmentation de la production dans les nœuds spécifiques.

Le CI caractérise la linéarisation du modèle. Dans les étapes ultérieures du processus, chaque modification des programmes d'exportation se traduit par des modifications des flux sur les ECR par multiplication avec les CI.

4.2.4. Qualification des paramètres fondés sur les flux

Le processus opérationnel de qualification des paramètres fondés sur les flux est exécuté localement par chaque GRT et couvre, entre autres, l'action suivante. Pour chaque ECR non redondant restreignant le domaine fondé sur les flux, le GRT vérifie si des actions correctives à même d'élargir ce domaine sont disponibles. Ceci est conforme aux procédures de calcul de la capacité et politiques de risque locales. En fonction de la nature et de la complexité des actions correctives spécifiques, celles-ci peuvent être appliquées explicitement dans le fichier ECR par une description détaillée ou, si cela s'avère trop complexe et si l'effet est connu ou peut être estimé, par une adaptation de la valeur d'ajustement final (voir chapitre 4.1.4). Une coordination rapprochée entre les GRT de la région CWE est nécessaire à l'application des différentes actions correctives. Une coordination des actions correctives transfrontalières améliore la sécurité d'approvisionnement et peut augmenter la capacité qui peut être offerte au marché. Sur ce point, le partage des informations entre les GRT joue un rôle central. Procédures communes indiquant, entre autres, quelles actions correctives seront appliquées pour le calcul de la capacité.

L'objectif, à cette étape, est de qualifier le domaine fondé sur les flux maximal qui peut être donné tout en respectant les politiques de risque des GRT. Les critères et paramètres suivants peuvent apporter aide et conseils pour cette étape :

- Le domaine fondé sur les flux doit être comparable à l'un des jours précédents (à savoir, comparaison des positions nettes max) si l'environnement n'a pas changé de manière significative (prévisions de

la consommation, interruptions, prévisions des énergies renouvelables) ;

- Le domaine fondé sur les flux doit être plus grand que le domaine ALT ;
- Le programme de référence actuel doit être dans le domaine fondé sur les flux ; il ne doit y avoir aucune violation de la formule : $F_{ref} < F_{max} - MFF - VAF$.

4.2.5. Processus MDRMin

Le processus MDRMin est appliqué pour fournir un domaine FF minimal au marché et veiller à ce que la capacité fournie dans la région CWE soit conforme aux dispositions de l'article 16 du Règlement (UE) 2019/943.

Il est appliqué à l'aide de l'attribut de facteur MDRMin de chaque ECRA affecté, ce qui garantit une MDR minimale par ECRA.

Le facteur MDRMin sera fixé entre 20 % et 200 %¹⁶ au niveau de l'ECRA pour respecter la marge minimale de 70 % et les éventuelles dérogations nationales et/ou plans d'action découlant des dispositions pertinentes des articles 14 à 16 du Règlement (UE) 2019/943¹⁷.

Dans des circonstances exceptionnelles, le facteur MDRMin peut être fixé en dessous de 20 % par un GRT dans le cas où il est nécessaire de maintenir la sécurité d'exploitation. Cette décision doit être justifiée auprès des autorités de régulation.

Il incombe à chaque GRT de la région CWE de déterminer les valeurs appropriées pour la MDRMin de manière à respecter la marge minimale de

¹⁶ Pour les zones de dépôt des offres qui calculent l'impact des flux hors région CWE en fonction des prévisions, l'impact de cette prévision pourrait conduire à un allègement des flux conduisant à l'application d'une MDRMin supérieure à 70 %.

¹⁷ Toutes les dérogations (AT, BE, FR & NL) sont disponibles [ici](#). Le plan d'action DE est disponible [ici](#). Le plan d'action NL est disponible [ici](#).

70 % et les éventuelles dérogations nationales et/ou plans d'action découlant des dispositions pertinentes des articles 14 à 16 du Règlement (UE) 2019/943. Ce document ne précise pas les valeurs MDRMin qui seront appliquées par chaque GRT. La responsabilité du contrôle de la conformité de chaque GRT de la région CWE incombe à leur autorité de régulation nationale compétente.

Un GRT peut appliquer son facteur MDRMin à différentes étapes du processus de calcul fondé sur les flux et peut décider de ne pas appliquer ou de réduire le facteur MDRMin dans certaines circonstances pour des ECRA spécifiques ou la totalité des ECRA des GRT. Cette décision doit être justifiée auprès des autorités de régulation. L'exclusion peut être effectuée :

- a. avant le calcul initial des paramètres fondés sur les flux pour l'ECRA,
- b. au cours de la phase de qualification,
- c. pendant le processus de vérification.

La réduction du facteur MDRMin peut être déclenchée dans des situations où trop peu d'actions correctives sont disponibles, coûteuses ou non, pour assurer la sécurité d'approvisionnement et la sécurité du système pour n'importe quelle étape susmentionnée.

Le processus de calcul de haut niveau est le suivant :

- les ECRA dont la RAM est inférieure au facteur MDRMin multiplié par F_{max} à zéro échange se voient attribuer une valeur d'AMM (ajustement pour la MDRMin) afin d'augmenter la MDR ;
- calcul de l'AMM (une valeur négative indique une augmentation de la capacité, à l'instar de la VAF) :
 - $AMM = \text{Min}(0; F_{max} - F_{REF} - MFF - F_{Max} * X)$
et $X = \text{facteur MDRMin}$;
- la MDR fournie dans les calculs suivants inclut ensuite également l'AMM calculé :
 - $MDR = F_{Max} - F_{ref} - MFF - VAF - AMM.$

4.2.6. Vérification des paramètres fondés sur les flux

Après la phase de qualification, les GRT font parvenir au système commun un fichier ECR mis à jour. Sur la base de ce fichier ECR mis à jour, un deuxième calcul des paramètres fondés sur les flux est lancé. Ce calcul donne comme résultat le plus grand domaine fondé sur les flux possible qui respecte le domaine de la sécurité d’approvisionnement. Ce domaine est modifié afin de prendre en compte la « MDRMin ». Au cours de l’étape de vérification, les GRT vérifient si le domaine fondé sur les flux calculé est sûr et s’il est possible d’identifier les contraintes au moyen de l’analyse du flux de consommation CA. À cette étape du processus, les GRT ont donc la possibilité de vérifier si les paramètres fondés sur les flux générés par le calcul centralisé sont corrects :

- Les GRT peuvent vérifier la sécurité du réseau sur les points pertinents (par exemple, les sommets) du domaine fondé sur les flux en adaptant le modèle de production au modèle communément observé pour le sommet correspondant plutôt que d’utiliser la CRVP linéaire.
- Les GRT peuvent effectuer une analyse complète du flux de consommation CA des points pertinents, prenant de ce fait en compte les flux de puissance réactive.
- Les GRT peuvent vérifier si les limites de tension de l’équipement sont respectées.
- Les GRT peuvent évaluer la stabilité de la tension (chute de tension).
- Les GRT peuvent étudier les positions nettes extrêmes.

Si des problèmes de sécurité sont découverts, les GRT peuvent mettre à jour leurs fichiers d’éléments critiques de réseau (en ajoutant de nouveaux ECR qui n’étaient pas initialement perçus comme restreignants en adaptant la valeur d’ajustement final, comme par exemple, dans le cas d’interruptions planifiées combinées et/ou inhabituelles ou en excluant des ECRA de l’application de la « MDRMin »).

Après l’étape de vérification et l’adaptation potentielle du fichier ECR, le calcul final des paramètres fondés sur les flux peut être effectué ; celui-ci inclut les étapes d’ajustement aux nominations à long terme (voir chapitre 4.2.8) et de prérésolution (voir chapitre 4.3.1).

4.2.7. Vérification de l'inclusion ALT

L'inclusion ALT peut être effectuée dans le système commun fondé sur les flux ou dans Euphemia. L'objectif final est de procéder à l'inclusion ALT dans Euphemia. La solution actuelle repose sur le système commun fondé sur les flux avec des segments virtuels. Le passage à la solution cible sera notifié aux acteurs du marché en temps voulu.

1. Mise en œuvre de l'inclusion ALT côté système commun fondé sur les flux

Étant donné que les autorisations de programmation pour la capacité allouée à long terme (ALT) ont déjà été envoyées deux jours en avance (conformément aux règles actuelles concernant les enchères), les capacités allouées à long terme des enchères annuelles et mensuelles ont été incluses dans le domaine fondé sur les flux initial calculé avant la prise en compte des nominations transfrontalières. Cela permet d'éviter que le domaine fondé sur les flux fourni à l'allocation journalière (après la prise en compte des nominations transfrontalières) n'inclue pas le point 0 de la position du concentrateur d'offre. Cela peut être vérifié après chaque calcul des paramètres fondés sur les flux. Les raisons au centre de la conception de cette « couverture ALT » sont expliquées en détail dans l'Annexe 14.6.

La figure ci-dessous illustre le calcul à effectuer :

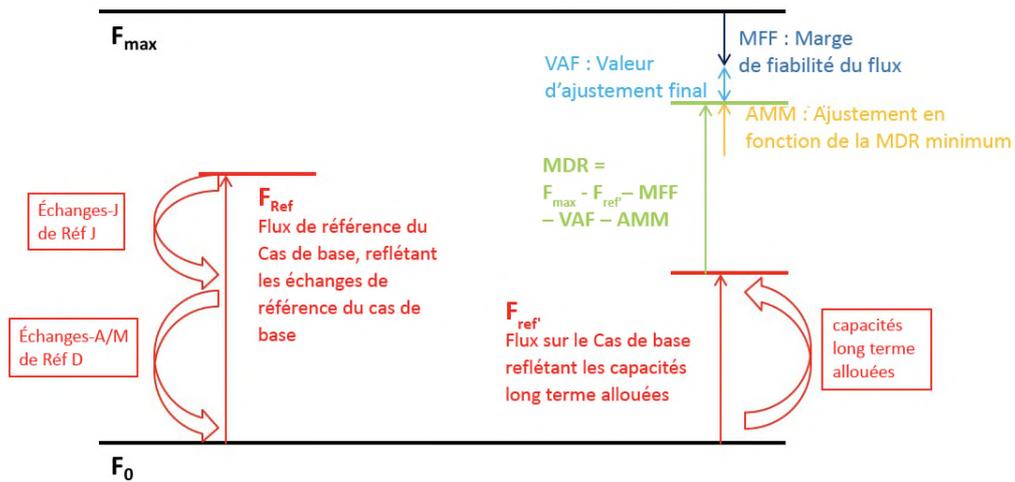
Après chaque calcul, il est vérifié que la marge disponible restante après ajustement ALT est négative.

Pour chaque ECR préséso, la vérification suivante est effectuée :

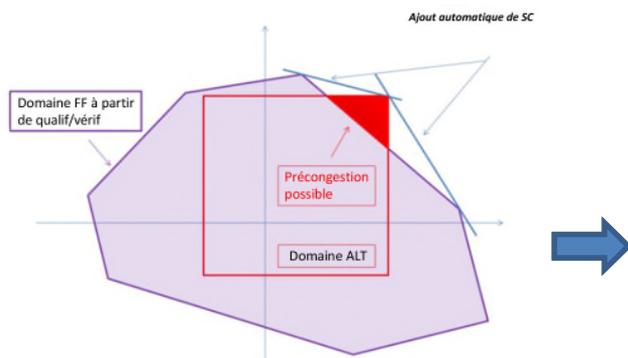
$$Fref^* = Fref - \sum_{i=\text{concentrateur d'offre}} CI_i * ((Ref)_{prog i} - ALT_i)$$

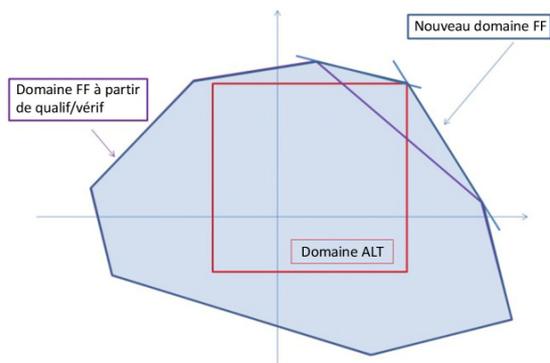
l'équation ci-dessous est alors vérifiée :

$$MDR = Fmax - Fref^* - MFF - VAF - AMM < 0$$



Si la marge restante est inférieure à zéro, cela signifie que l'ALT n'est pas complètement couverte par le domaine fondé sur les flux. Dans ce cas, une méthode permettant d'agrandir le domaine fondé sur les flux de sorte que toutes les ALT soient incluses est appliquée. Des ECR virtuels sont créés et introduits en remplacement des ECR pour lesquels la MDR est inférieure à 0 afin de garantir l'inclusion de toutes les ALT, comme cela est montré dans la figure ci-dessous.





L'expérience de l'inclusion ALT se trouve dans l'Annexe 14.19.

2. Mise en œuvre de l'inclusion ALT côté Euphemia (« ALT étendue »)

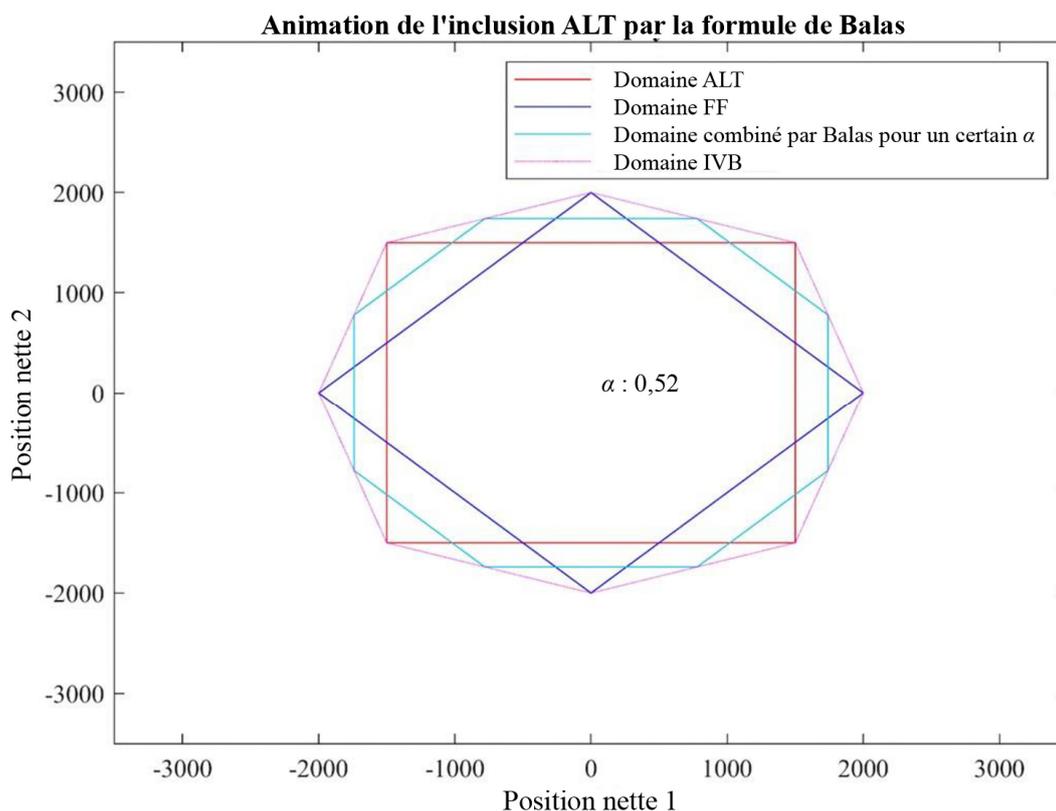
L'inclusion ALT peut être réalisée côté Euphemia. Dans ce cas, les GRT envoient un domaine vierge avec application de la MDRMin et un domaine ALT. Euphemia pourra combiner les deux domaines afin de simuler un comportement similaire à celui de l'approche fondée sur des segments virtuels. En d'autres termes, l'idée est de permettre à l'optimiseur d'utiliser n'importe quelle combinaison linéaire du domaine ALT et du domaine physique fondé sur les flux. Le résultat est similaire au domaine fondé sur des segments virtuels (comme présenté dans l'approche ci-dessus), sans création préalable de segment virtuel. L'ensemble des points de compensation possibles du marché doit être le même que pour l'approche fondée sur des segments virtuels, l'approche étant simplement plus efficace et évolutive.

La description mathématique se trouve à l'Annexe 14.29 tandis que la comparaison entre les deux approches se trouve à l'Annexe 14.30.

Voici un exemple pédagogique en 2D dans lequel il est possible de voir :

- un domaine physique fondé sur les flux simplifié en bleu,
- un domaine ALT en rouge,
- l'alpha qui représente l'algorithmique à choisir pour un domaine ou l'autre,
- le domaine fondé sur des segments virtuels en violet.

Les trois premières entrées sont utilisées par l'approche ALT étendue et peuvent modéliser le domaine en bleu, similaire au domaine ALT ($\alpha = 1$), au domaine fondé sur les flux ($\alpha = 0$) ou à n'importe quel domaine intermédiaire. De ce fait, l'ensemble des points de couplage de marché possibles sera le même que pour l'approche fondée sur les segments virtuels.

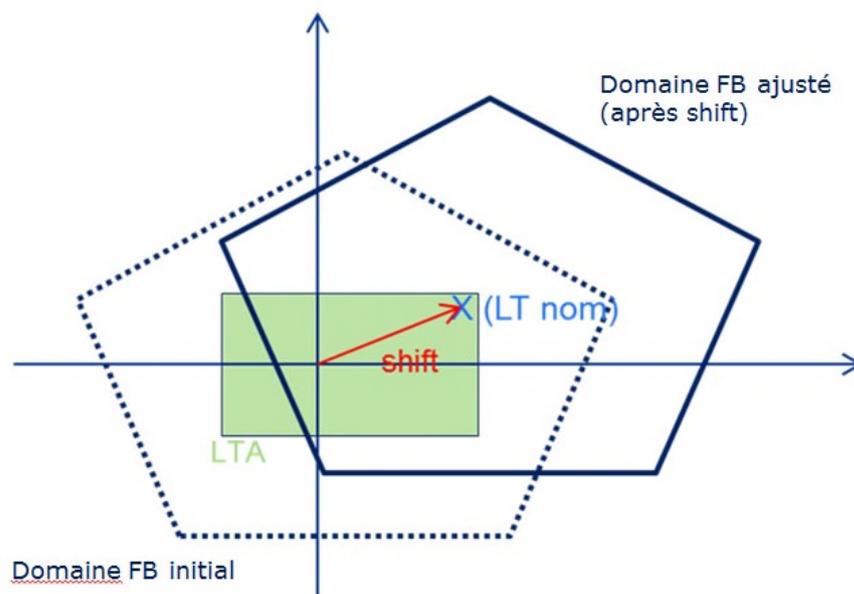


Remarque : Même si la solution opérationnelle basculera sur l'approche ALT étendue, le calcul d'un domaine fondé sur les flux final avec des segments virtuels tel que présenté précédemment sera conservé par souci de transparence vis-à-vis des acteurs de marché, des enchères fictives et de l'extraction de CTD infrajournalières.

4.2.8. Ajustement NLT

Si toutes les frontières de la région CWE utilisent des droits de transport financiers, l'ajustement NLT peut être ignoré.

Comme le flux de référence (Fref) est le flux physique calculé à partir du cas de base commun, il reflète le chargement des éléments critiques de réseau compte tenu des programmes d'échange du jour de référence choisi. Ce flux de référence doit donc être ajusté pour ne tenir compte que de l'effet des NLT (nominations à long terme) du jour J dès qu'elles sont connues¹⁸. L'effet sur le domaine est représenté schématiquement dans la figure suivante.



Le même principe que celui de l'ajustement des NLT doit être appliqué pour chaque élément contraignant. Un « calcul-avant-arrière » linéaire avec les NLT multipliées par les CI donne comme résultat le flux sur les ECR affectés par ces NLT. La marge restante pour l'allocation journalière peut être calculée par :

¹⁸ Une description de la publication du domaine FF initial et final se trouve dans l'Annexe 14.6.

$$MDR = F_{max} - F_{ref} - MFF - VAF - AMM$$

$$F_{ref}' = F_{ref} + (NLT - ProgR\acute{e}f) * CI$$

4.2.9. Intégration de l'interconnexion HVDC aux frontières de la zone de dépôt des offres CWE

- 1 Les GRT de la région CWE appliquent la méthodologie fondée sur les flux évoluée (FFE) lorsqu'ils intègrent des interconnexions HVDC aux frontières de la zone de dépôt des offres CWE. Selon cette méthodologie, un échange entre zones sur une interconnexion HVDC aux frontières de la zone de dépôt des offres CWE est modélisé et optimisé explicitement comme un échange bilatéral dans l'allocation de la capacité. Il est également limité par l'impact physique que cet échange a sur tous les ECRA considérés dans le domaine final fondé sur les flux utilisé pour l'allocation de la capacité.
- 2 Afin de calculer l'impact que l'échange entre zones sur une interconnexion HVDC a sur les ECRA, les stations de conversion de l'interconnexion HVDC entre zones sont modélisées comme deux concentrateurs d'offres virtuels, qui fonctionnent de la même manière que les zones de dépôt des offres. L'impact d'un échange entre deux zones de dépôt des offres A et B sur une telle interconnexion HVDC est exprimé sous forme d'échange de la zone de dépôt des offres A vers le concentrateur d'offres virtuel représentant l'extrémité d'envoi de l'interconnexion HVDC plus un échange du concentrateur d'offres virtuel (COV) représentant l'extrémité de réception de l'interconnexion vers la zone de dépôt des offres B :

$$CI_{A \rightarrow B, l} = (CI_{A, l} - CI_{COV_1, l}) + (CI_{COV_2, l} - CI_{B, l})$$

avec

$CI_{COV_1, l}$ CI zone-nœud pivot du concentrateur d'offres virtuel 1 sur un ECRA l , le concentrateur d'offres virtuel 1 représentant la station de conversion à l'extrémité d'envoi de l'interconnexion HVDC située dans la zone de dépôt des offres A

$CI_{COV_{2,l}}$ CI zone-nœud pivot du concentrateur d'offres virtuel 2 sur un ECRA l , le concentrateur d'offres virtuel 2 représentant la station de conversion à l'extrémité de réception de l'interconnexion HVDC située dans la zone de dépôt des offres B

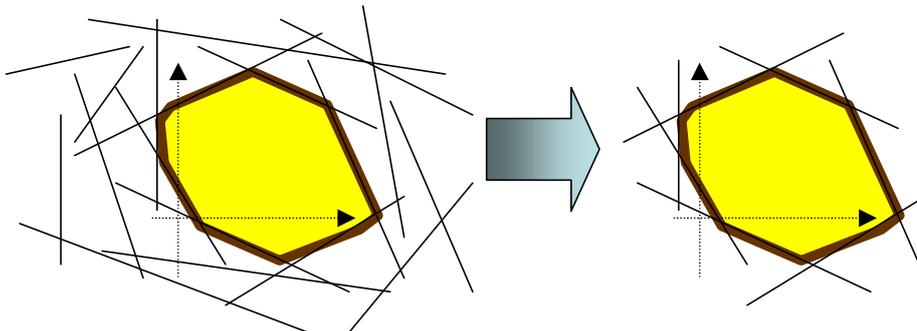
- 3 Les CI pour les deux concentrateurs d'offres virtuels $CI_{COV_{1,l}}$ et $CI_{COV_{2,l}}$ sont calculés pour chaque ECRA et ils sont ajoutés sous forme de deux colonnes supplémentaires (représentant deux zones de dépôt des offres virtuelles supplémentaires) à la matrice CI existante, une pour chaque concentrateur d'offres virtuel.
- 4 Les concentrateurs d'offres virtuels 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 dans l'algorithme de couplage. Les deux concentrateurs d'offres virtuels 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 sont de même ampleur, mais auront un signe opposé.

4.3. Extrants

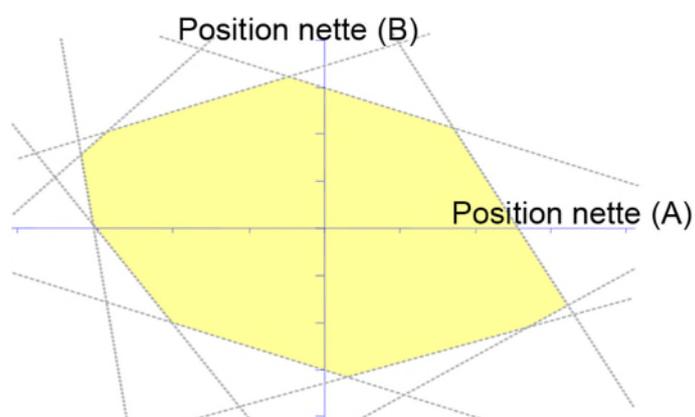
4.3.1. Domaine de la capacité fondé sur les flux

Les paramètres fondés sur les flux qui ont été calculés indiquent quelles positions nettes, compte tenu des éléments critiques de réseau spécifiés par les GRT de la région CWE, peuvent être facilitées dans le cadre du couplage de marché sans compromettre la sécurité du réseau. Les paramètres fondés sur les flux agissent donc comme des contraintes à l'optimisation effectuée par le mécanisme de couplage de marché : les positions nettes des zones de dépôt des offres et des concentrateurs d'offres virtuels dans le couplage de marché sont optimisées afin de faire en sorte que le bien-être du marché journalier soit maximisé tout en respectant les contraintes fournies par les GRT. Bien que du point de vue des GRT, les paramètres fondés sur les flux soient tous pertinents et informatifs, ils ne sont pas tous

pertinents dans le cadre du mécanisme de couplage de marché. En effet, seules les contraintes fondées sur les flux qui limitent le plus les positions nettes doivent être respectées dans le couplage de marché : c'est-à-dire les contraintes non redondantes. Les contraintes redondantes sont identifiées et supprimées par les GRT par le biais dudit processus de prérésolution. Cette étape de prérésolution est illustrée schématiquement dans l'exemple bidimensionnel ci-dessous :



Dans l'exemple bidimensionnel représenté ci-dessus, chaque ligne droite du graphique reflète les paramètres fondés sur les flux d'un élément critique de réseau. Une ligne indique pour un élément critique de réseau spécifique la frontière entre les positions nettes autorisées et non autorisées : les positions nettes d'un côté de la ligne sont autorisées tandis que les positions nettes de l'autre côté sont susceptibles de surcharger cet élément critique de réseau et de compromettre la sécurité du réseau. À ce titre, les paramètres fondés sur les flux non redondants ou prérésolus définissent le domaine de capacité fondé sur les flux indiqué par la région jaune, dans la figure bidimensionnelle ci-dessus. Les positions nettes du marché peuvent être optimisées par le mécanisme de couplage de marché à l'intérieur du domaine de la capacité fondé sur les flux (région jaune). Une représentation plus détaillée d'un domaine de la capacité fondé sur les flux bidimensionnel est montrée ci-dessous.



L'intersection de multiples contraintes, deux dans l'exemple bidimensionnel ci-dessus, définit les sommets du domaine de la capacité fondé sur les flux.

4.3.2. Extrants pour la mise en œuvre d'une ALT étendue

Lorsque l'inclusion ALT étendue sera envisagée, les GRT enverront deux fichiers afin de calculer le couplage de marché :

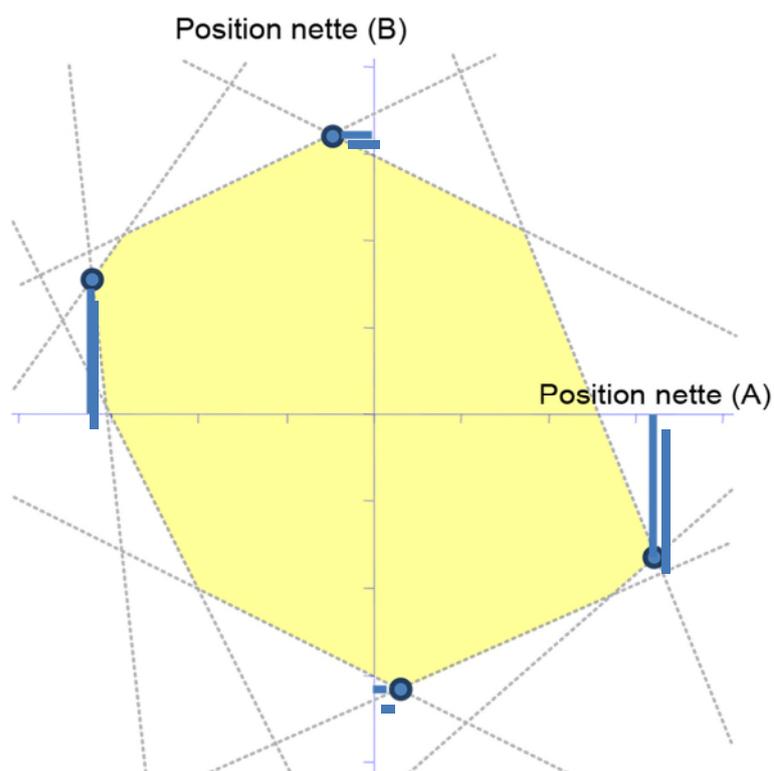
1. Domaine FF vierge avec MDRMin appliquée
2. Domaine ALT

4.3.3. Indicateurs du domaine de la capacité fondé sur les flux

Il est possible de tirer, du domaine de la capacité fondé sur les flux, des indicateurs qui caractérisent le domaine fondé sur les flux et qui lui fournissent des informations supplémentaires. Ces indicateurs sont publiés (voir chapitre 8) ou surveillés par les autorités de régulation nationales (voir chapitre 9).

- Volume fondé sur les flux : « volume » du domaine
 - Le volume est calculé dans $n-1$ dimensions, où n est le nombre de concentrateurs d'offres participant au couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE (la somme des n positions nettes doit être égale à zéro).
 - Le volume peut être comparé au volume d'un autre domaine, par exemple, au domaine ALT (domaine de la capacité allouée à long terme).

- L'intersection de différents volumes peut être calculée, par exemple : l'intersection du domaine fondé sur les flux et du domaine ALT.
- Sommets fondés sur les flux : positions nettes des sommets fondés sur les flux
- Positions nettes Min-Max : valeurs minimum et maximum de la position nette pour chaque concentrateur d'offres et réalisables dans le domaine fondé sur les flux (en partant du principe que tous les autres concentrateurs d'offres de la région CWE contribuent à cette position nette Min-Max). Une illustration des positions nettes Min-Max réalisables dans le domaine fondé sur les flux pour l'exemple bidimensionnel utilisé jusqu'ici est montrée dans la figure ci-dessous (les sommets respectifs sont indiqués par les points bleus tandis que les positions nettes Min-Max correspondantes sont marquées par les lignes bleues).
- Échanges bilatéraux Min-Max entre deux concentrateurs d'offres réalisables dans le domaine fondé sur les flux (en partant du principe que tous les autres échanges de la région CWE contribuent à cet échange bilatéral Min-Max spécifique).



4.4. Calcul CTD IJ

La méthodologie du calcul de l'échéance infrajournalière qui est appliquée pour les frontières internes de la région CWE depuis le 30 mars 2016 est jointe dans l'Annexe 14.22 (Méthodologie pour le calcul de la capacité sur l'échéance infrajournalière) à ce document.

Si une contrainte externe s'applique sur la position nette globale d'un concentrateur d'offres, cette contrainte externe ne sera alors pas reflétée sur les paramètres fondés sur les flux pré-résolus envoyés aux bourses de l'électricité. Afin de garantir la sécurité d'exploitation, une contrainte externe adaptée est ajoutée en tant que contrainte fondée sur les flux supplémentaire. La valeur est réglée pour être la contrainte globale moins les capacités allouées après le couplage de marché (dans une direction pertinente d'import ou d'export) sur les frontières n'appartenant pas à la région CWE et la capacité calculée sur ces mêmes frontières.

4.5. Calcul de la capacité sur les frontières hors région CWE (couplage hybride)

Le calcul de la capacité sur les frontières hors région CWE ne fait pas partie du champ d'application du projet de couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE. Le couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE fournit les capacités (sur les frontières appartenant ou non à la région CWE) sur la base des méthodes approuvées.

La solution standard de couplage hybride, qui est aujourd'hui proposée, s'inscrit dans la continuité du processus de calcul de la capacité déjà appliqué dans le couplage de marché CTD. Par « standard », il est entendu que l'influence des « échanges avec les concentrateurs d'offres hors région CWE » sur les éléments critiques de réseau de la région CWE n'est pas prise en compte explicitement lors de la phase de calcul de la capacité (pas d'échange relatif au CI entre la région CWE et hors CWE concernant la consommation des ECR de la région CWE). Toutefois, cette influence existe physiquement et doit être prise en compte afin d'effectuer des évaluations de réseau sûres ; cela se fait de manière directe. Pour ce faire, les GRT de la région CWE émettent des hypothèses sur les éventuels échanges hors de leur région. Ces hypothèses sont ensuite capturées dans les fichiers D2CF utilisés comme base, ou point de départ, pour les calculs de la capacité fondée sur les flux. De plus, les incertitudes liées aux hypothèses susmentionnées sont intégrées dans la MFF de chaque ECR. À ce titre, ces hypothèses auront un impact sur les marges disponibles des éléments critiques de réseau de la région CWE. Toutefois, aucune marge à proprement parler n'est explicitement réservée aux échanges hors région CWE sur les ECR de la région CWE.

Les partenaires de la région CWE ainsi que les parties concernées s'engagent à étudier, après le démarrage, la mise en œuvre potentielle de ladite « solution avancée de couplage hybride » qui consiste à prendre directement en compte l'influence des échanges hors région CWE sur les ECR de la région CWE (ce qui signifie en pratique, l'ajout de nouvelles colonnes CI dans la matrice FF et, de ce fait, une moindre dépendance aux hypothèses

des GRT concernant les échanges hors région CWE puisque ces derniers deviendraient un résultat de l'allocation fondée sur les flux).

4.6. Procédures de secours et de repli pour le calcul de la capacité fondée sur les flux

Clause préliminaire de non-responsabilité : Il est à noter que la présente section est liée uniquement aux principes de repli du calcul de la capacité. De ce fait, son but n'est ni d'aborder les procédures opérationnelles de repli ni de considérer les replis de couplage de marché (découplage).

Dans certaines circonstances, il est impossible pour les GRT de la région CWE de calculer les paramètres fondés sur les flux conformément au processus et aux principes. Ces circonstances peuvent être liées à une défaillance technique dans les outils, dans les flux de communication ou à des données d'entrée corrompues ou manquantes. Si un tel cas venait à survenir, et bien que l'impossibilité de calcul ne concerne « normalement » que les paramètres fondés sur les flux pour une ou plusieurs heures, les GRT doivent déclencher la procédure de repli afin de livrer, dans toutes les circonstances, un ensemble de paramètres couvrant toute la journée. En effet, le couplage de marché ne fonctionne que sur la base d'un ensemble complet de données pour toute la journée (TOUS les horodatages doivent être disponibles), principalement pour répondre aux ordres groupés.

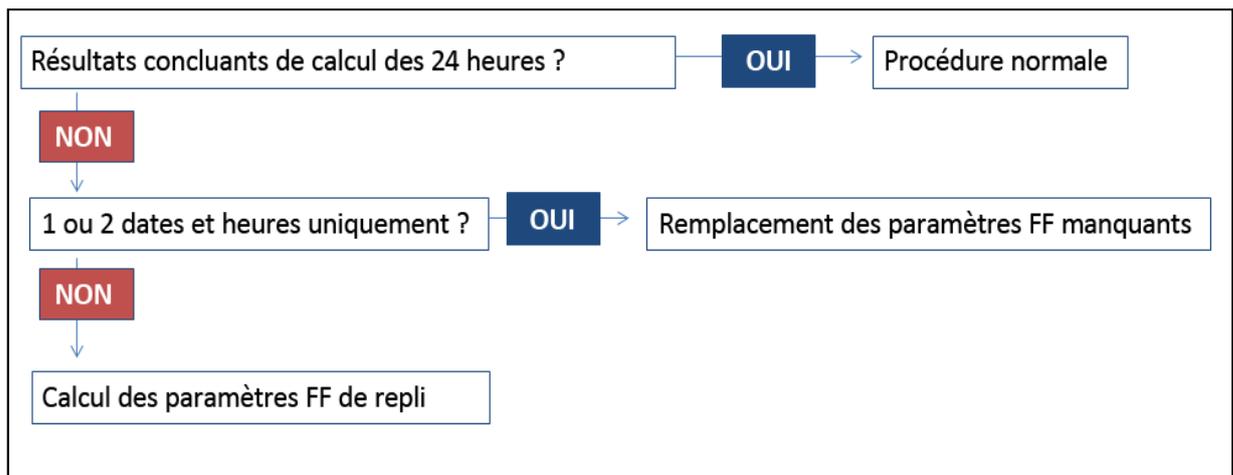
L'approche suivie par les GRT de la région CWE dans le but de livrer un ensemble complet de paramètres fondés sur les flux, peu importe les circonstances, est double :

- Premièrement, les GRT peuvent déclencher des « stratégies de remplacement » afin de remplir les vides si certains horodatages sont manquants. La méthode fondée sur les flux étant très sensible à ses propres intrants, les GRT de la région CWE ont décidé de remplacer directement les paramètres fondés sur les flux manquants à l'aide de la méthode de « remplacement par interpolation ». En effet, tenter de reproduire le processus fondé sur les flux complet sur la base d'intrants interpolés

donnerait des résultats irréalistes. Le remplacement par interpolation est décrit en détail dans la section suivante. Ses principes sont valides uniquement si quelques horodatages sont manquants (jusqu'à 2 heures). Remplacer par interpolation les paramètres fondés sur les flux sur une trop grande période donnerait également des résultats irréalistes.

- Deuxièmement, dans le cas où le remplacement par interpolation des paramètres manquants est impossible, les GRT de la région CWE déploieront le calcul des « paramètres fondés sur les flux de repli ». Leurs principes sont décrits plus loin dans le présent paragraphe.

Le schéma ci-dessous synthétisera l'approche générale suivie par les GRT de la région CWE :



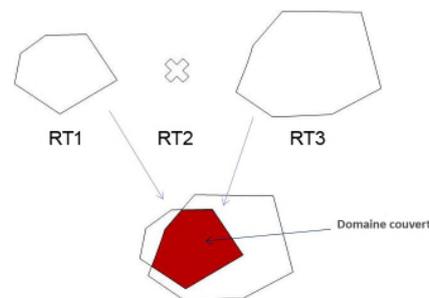
Remplacement par interpolation

Lorsque des paramètres fondés sur les flux sont manquants pour moins de 3 heures, il est possible de calculer un remplacement par interpolation de ces paramètres fondés sur les flux avec un niveau de risque acceptable avant d'utiliser les paramètres fondés sur les flux de repli.

Ce processus repose sur une intersection des domaines disponibles fondés sur les flux précédent et suivant, après que ces derniers ont été ajustés à 0 échange (afin d'effacer l'impact du programme de référence). À la fin

du processus d'intersection, les marges d'interpolation pré-calculées sont ajoutées.

Étape d'intersection : Pour chaque GRT, les ECR actifs tirés des horodages précédent et suivant sont comparés et seuls les plus contraignants sont pris en compte (intersection).



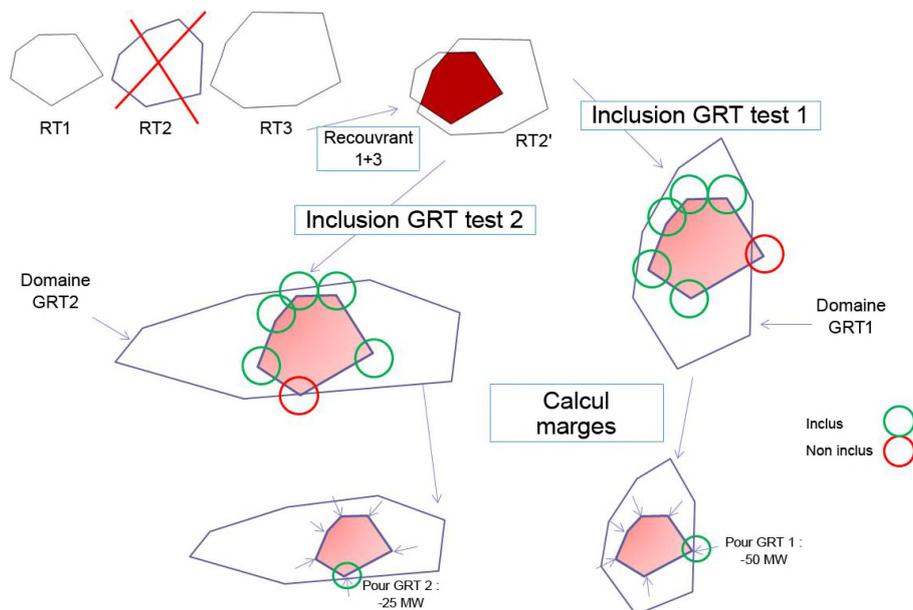
Étape de calcul de la marge d'interpolation : L'objectif de cette étape est de définir la marge d'interpolation nécessaire à chaque GRT pour garantir la sécurité d'approvisionnement dans un cas de remplacement par interpolation. La marge d'interpolation est mise à jour tous les jours après le calcul final des paramètres fondés sur les flux. Cette mise à jour repose sur une simulation de ce qu'auraient « pu être les paramètres fondés sur les flux remplacés par interpolation » comparés aux paramètres fondés sur les flux réels (analyse statistique). Pour réduire l'impact de la marge sur le résultat, ce processus est effectué pour chaque GRT (de cette manière, les résultats avec des paramètres fondés sur les flux plus fluctuants d'une heure à l'autre ne sont pas affectés par les résultats des GRT avec des paramètres fondés sur les flux plus stables).

Au cours de cette simulation, un domaine fondé sur les flux interpolé brut est calculé. Une vérification est effectuée pour savoir si chaque sommet du domaine interpolé est inclus dans le domaine fondé sur les flux réel du GRT (test d'inclusion) :

- Si le sommet interpolé est à l'intérieur du domaine fondé sur les flux original, aucune marge supplémentaire n'est nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement pour ce GRT.

- Si le sommet est à l'extérieur, une marge supplémentaire serait nécessaire pour maintenir la sécurité d'approvisionnement. La taille de cette marge supplémentaire est calculée et stockée.
- ⇒ Après un test d'inclusion complet, une nouvelle marge de référence est définie comme maximum de toutes les marges supplémentaires de l'étape précédente (pour chaque GRT et chaque horodatage).

Cette marge de référence est ensuite ajoutée à la répartition des marges de référence déjà calculées par le passé (pour chaque horodatage et chaque GRT) afin de mettre à jour (avec une formule centile à 90 %) la nouvelle marge interpolée.

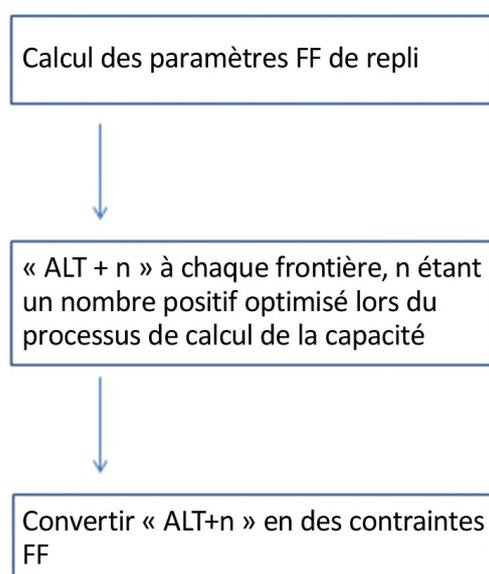


Paramètres fondés sur les flux de repli

Lorsque des paramètres fondés sur les flux sont manquants pendant plus de 3 heures, la région CWE doit les recalculer de manière directe. En effet, ils peuvent être dans une situation défavorable où les intrants fondamentaux et/ou les outils sont manquants. Pour ces raisons, les GRT de la région CWE baseront les paramètres fondés sur les flux de repli sur les capacités bilatérales à long terme déjà existantes. Ces capacités peuvent être facilement converties en contraintes externes fondées sur les flux (à savoir, limites d'import ou d'export, voir chapitre 4.1.9 pour plus de détails) au

moyen d'une simple opération linéaire. Pour optimiser les capacités fournies au système d'allocation, les GRT de la région CWE ajusteront alors les capacités à long terme pendant le processus de calcul de la capacité. Finalement, les capacités livrées seront égales aux « droits à long terme + n » pour chaque frontière et chaque direction et transformées en contraintes fondées sur les flux, « n » étant positive ou nulle et calculée pendant le processus de calcul de la capacité. Pour des raisons de sécurité d'approvisionnement, les GRT de la région CWE ne peuvent pas, à ce stade, s'engager à fixer une valeur pour « n ».

Les principes sont résumés dans le schéma ci-dessous :



Il est à noter que dans tous les cas, les GRT de la région CWE s'engagent à livrer des contraintes fondées sur les flux sur toute la journée au système de couplage de marché.

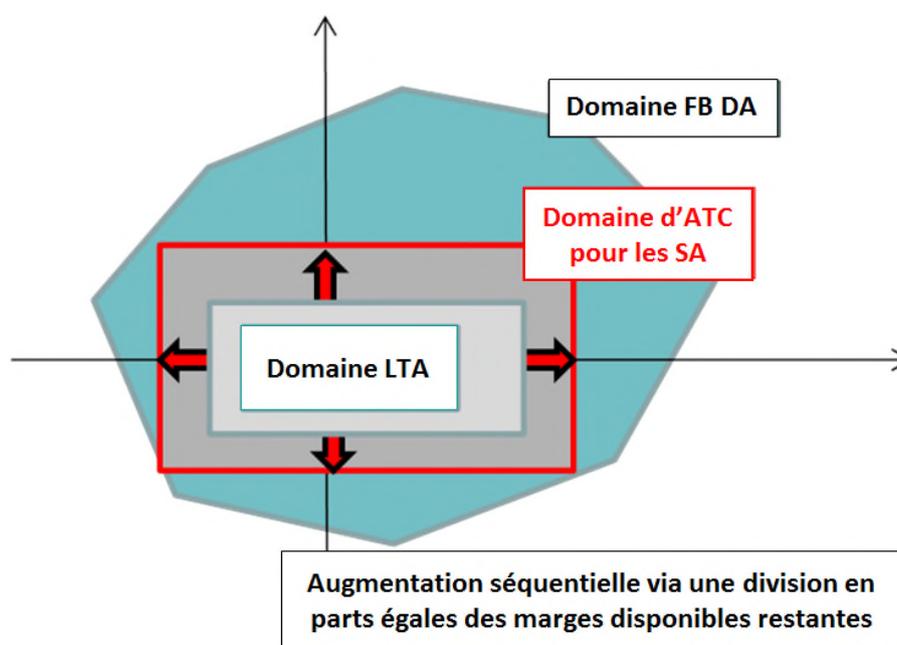
4.7. CTD pour enchères fictives

Introduction : En cas de découplage dans la région CWE, des enchères fictives (EF) explicites seront organisées.

Avec le fonctionnement quotidien du système commun des GRT, 24 domaines fondés sur les flux sont déterminés en tant qu'intrant pour l'algorithme de couplage de marché fondé sur les flux. Dans le cas où ce dernier système venait à subir une défaillance, les 24 domaines fondés sur les flux

serviront de base à la détermination des CTD EF qui sont un intrant pour les enchères fictives. En d'autres termes, il n'y aura pas d'étape supplémentaire et indépendante de calcul de la capacité CTD.

Dans la mesure où la sélection d'un ensemble de CTD dans le domaine fondé sur les flux entraîne une infinité de possibilités, un algorithme a été conçu pour déterminer systématiquement les valeurs CTD. L'algorithme appliqué pour la détermination des CTD des enchères fictives est le même que celui appliqué pour calculer les CTD IJ après le couplage de marché fondé sur les flux, bien que le point de départ du calcul soit différent. En effet, la procédure itérative servant à déterminer la CTD des enchères fictives part du domaine ALT¹⁹ comme le montre le graphique ci-dessous.



¹⁹ Il convient de garder à l'esprit que le domaine ALT sera systématiquement inclus dans le modèle FF, comme l'explique le chapitre 4.2.7.

Intrants :

Excepté pour les deux jours de changement d'heure dans l'année, il existe 24 horodatages par jour. Les intrants suivants sont requis pour chaque horodatage :

- l'ALT,
- les paramètres fondés sur les flux prérésolus qui devaient être envoyés à l'algorithme de couplage. Si une contrainte externe s'applique sur la position nette globale d'un concentrateur d'offres, cette contrainte externe ne sera alors pas reflétée sur les paramètres fondés sur les flux prérésolus envoyés à l'algorithme de couplage. Afin de garantir la sécurité d'exploitation, une contrainte externe adaptée est ajoutée en tant que contrainte fondée sur les flux supplémentaire. La valeur est réglée pour être la contrainte globale moins les CTD (dans une direction pertinente d'import ou d'export) sur les frontières hors région CWE.

Extrants :

Le calcul conduit aux extrants suivants pour chaque horodatage :

- CTD EF,
- nombre d'itérations nécessaires au calcul de la CTD EF,
- segments présentant une marge nulle après le calcul de la CTD EF.

Algorithme :

Le calcul de la CTD EF est une procédure itérative.

Point de départ : Premièrement, les marges disponibles restantes (MDR) des ECR prérésolus doivent être ajustées pour prendre en compte le point de départ de l'itération.

Les CI zone-zone sont calculés (pCI_{zz})²⁰ à partir des CI zone-concentrateur d'offres prérésolus (CI_{z2h}), où seuls les nombres positifs sont stockés :

$$pCI_{zz}(A > B) = \max(0, CI_{z2h}(A) - CI_{z2h}(B))$$

avec $A, B = DE, AT, FR, NL, BE$ connecté via des lignes CA pour le moment. Seuls les CI zone-zone des paires de zones de marché voisines sont nécessaires (par exemple, $pCI_{zz}(AT > BE)$ ne sera pas utilisé).

Si des zones de marché voisines au sein de la région CWE sont connectées via des liaisons HVDC et si la méthodologie FFE est utilisée pour le couplage du marché journalier, les CI zone-concentrateur d'offres (CI_{z2h}) des concentrateurs d'offres virtuels peuvent être pris en compte pour le calcul des CI zone-zone positifs (pCI_{zz}) entre les deux zones de marché (par exemple, $pCI_{zz}(BEDC > DEDC) = \max(0, CI_{z2h}(BE) - CI_{z2h}(ALBE) + CI_{z2h}(ALDE) - CI_{z2h}(DE))$ où ALBE et ALDE décrivent les concentrateurs d'offres virtuels).

La procédure itérative pour déterminer les CTD pour les enchères fictives commence à partir du domaine ALT. Par conséquent, comme l'incidence des NLT est déjà reflétée dans les MDR, les MDR doivent être ajustées comme suit :

$$MDR = MDR - pCI_{zz} * (ALT - NLT)$$

Itération : La méthode itérative appliquée pour calculer les CTD EF se résume aux actions suivantes pour chaque étape d'itération i :

Pour chaque ECR, partager la marge restante entre les frontières internes de la région CWE qui sont influencées positivement avec des parts égales.

²⁰ Les CI négatifs libèreraient les ECR, ce qui ne peut pas être anticipé pour le calcul de la capacité EF.

À partir de ces parts de marge, les échanges bilatéraux maximaux sont calculés en divisant chaque part par le CI zone-zone positif.

Les échanges bilatéraux sont actualisés en ajoutant les valeurs minimales obtenues sur tous les ECR.

Les marges sur les ECR sont mises à jour à l'aide des nouveaux échanges bilatéraux découlant de l'étape 3, puis l'on revient à l'étape 1.

Cette itération se poursuit jusqu'à ce que la valeur maximale sur tous les éléments critiques de réseau de la différence absolue entre la marge de l'étape de calcul $i+1$ et l'étape i soit inférieure à un critère d'arrêt.

Les CTD EF en résultant obtiennent les valeurs qui ont été déterminées pour les échanges bilatéraux internes maximaux de la région CWE obtenus pendant l'itération et après arrondissement aux valeurs entières les plus proches.

Après l'exécution de l'algorithme, il reste des éléments critiques de réseau sans marge disponible restante. Ce sont les éléments restrictifs du calcul de la CTD EF.

Le calcul du domaine CTD EF peut être décrit avec précision grâce au code suivant :

```
Tant que  $\max(\text{abs}(\text{marge}(i + 1) - \text{marge}(i))) > \text{CTDEFcritèreArrêt}$ 
  Pour chaque ECR
    Pour chaque entrée non nulle dans la matrice  $p_{CI\_z2z}$ 
       $\text{HausseEchangesBilMax} = \text{marge}(i) / \text{NbParts} / p_{CI\_z2z}$ 
       $\text{EchangesBilMax} = \text{EchangesBilMax} + \text{HausseEchangesBilMax}$ 
    Fin pour
  Fin pour
  Pour chaque Contrat
     $\text{EchangesBilMax} = \min(\text{EchangesBilMax})$ 
  Fin pour
  Pour chaque ECR
```

$$\text{marge}(i + 1) = \text{marge}(i) - \text{pCI_z2z} * \text{EchangesBilMax}$$

Fin pour

Fin de Tant que

CTD_EF = Entier(EchangesBilMax)

Paramètres configurables :

CTDEFCritèreArrêt (critère d'arrêt) ; la valeur recommandée est 1.e-3.

NbParts (nombre de frontières commerciales internes de la région CWE) ; la valeur actuelle après mise en œuvre d'ALEGrO est 6.

Pour les frontières connectées via des liaisons HVDC, les échanges bilatéraux ne peuvent pas dépasser la capacité de transport maximale des liaisons HVDC.

5 La solution de couplage de marché de la région CWE/programme journalier

Le présent chapitre décrit la solution de couplage de marché de la région CWE intégrée dans le Couplage Unique Journalier.

Le processus opérationnel de haut niveau est détaillé dans les sections suivantes qui sont consacrées :

- à la terminologie,
- aux procédures opérationnelles et aux rôles des parties.

L'architecture fonctionnelle de haut niveau se trouve dans l'Annexe 14.7.

5.1. Définitions relatives aux opérations de couplage de marché

Procédure normale : procédure décrivant les actions à prendre par les agents pour opérer le couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE lorsqu'un problème survient.

Procédure de secours : procédure décrivant les actions à prendre par les agents afin d'opérer le couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE lorsqu'un problème survient (quand, pour une raison ou une autre, les informations ne peuvent pas être produites/échangées ou si une validation échoue avant l'échéance cible ou s'il est su ou s'il peut être raisonnablement prévu que cela n'arrivera pas avant l'échéance cible).

Procédure de repli : procédure décrivant les actions à prendre par les agents dans le cas où les informations ne peuvent pas être produites/échangées ni dans la procédure normale ni dans la procédure de secours ou si une vérification échoue avant le délai de découplage partiel/total ou s'il est su que cela n'arrivera pas avant le délai de découplage partiel/total.

Autres procédures : procédure décrivant les actions à prendre par un agent dans certaines situations spécifiques qui ne sont pas directement associées aux procédures normales.

Échéance cible (pour une procédure donnée) : échéance estimée avant laquelle une procédure en mode normal doit être complétée. Si un incident qui empêche l'application de la procédure normale survient, et s'il existe une procédure de secours, celle-ci est déclenchée.

Délai de découplage partiel/total : dernier moment de la période prévue pour compléter certaines procédures en mode normal ou de secours. Si un incident qui empêche l'application de la procédure normale ou de secours (le cas échéant) survient avant ce moment, la procédure de repli est déclenchée.

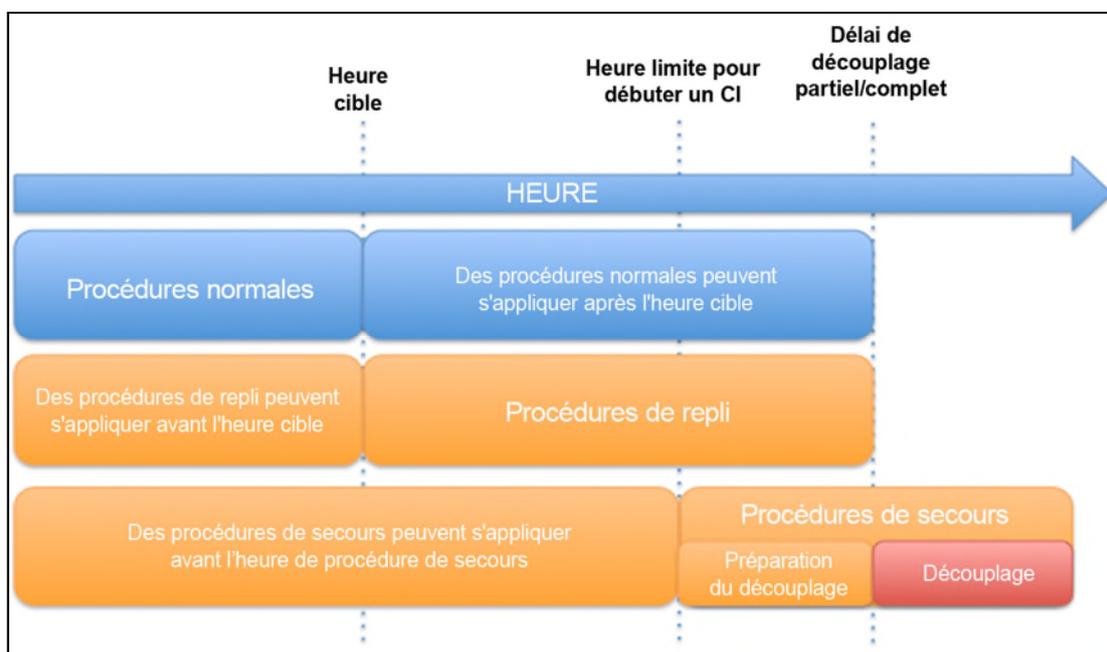


Figure 5-1 : Interconnexion entre la procédure normale, de secours et de repli.

5.2. Architecture de haut niveau

L'architecture de haut niveau initiale est décrite dans le rapport réglementaire final du projet de couplage de marché journalier CMR (§3.1 resp. 3.7 du projet de couplage de marché journalier CMR, rapport réglementaire final) qui a été envoyé pour approbation aux autorités de régulation nationales CMR.

Dans un souci d'exhaustivité des informations fournies, les chapitres susmentionnés de l'approbation CMR sont joints au présent document (voir Annexe 14.7).

5.3. Procédures opérationnelles

Le processus de couplage de marché est divisé en 3 phases différentes. Au cours de chacune de ces phases, un nombre de procédures communes sera effectué dans des conditions normales. Ces procédures sont appelées procédure normale et de secours. De plus, il existe certaines procédures communes qui ne sont associées à aucune phase spécifique. Les procédures qui appartiennent à cette catégorie sont les autres procédures, les procédures spéciales et de repli. Le présent paragraphe contient leur description à haut niveau²¹.

Les procédures suivantes sont spécifiques à la solution locale de couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE et ne font pas partie de la documentation CMR et de la demande d'approbation.

5.3.1. Phase 1 : transmission des capacités entre zones et des contraintes d'allocation par les GRT

La phase 1 débute avec la transmission des capacités entre zones et des contraintes d'allocation au point d'accès du logiciel « plateforme de communication de l'énergie » (ECP) des NEMO par le système commun des GRT de la région CWE et se termine à leur bonne réception.

²¹ Se référer à l'Annexe 14.8 pour les procédures détaillées.

NOR_1 : capacités entre zones et contraintes d'allocation	Cette procédure décrit la première phase du processus opérationnel dédié à l'envoi des capacités entre zones et des contraintes d'allocation par les GRT et leur réception par les NEMO.
BUP_1 : capacités entre zones et contraintes d'allocation	Description des actions à effectuer par l'opérateur dans le cas où le processus normal décrit dans NOR_1 ne fonctionne pas.

5.3.2. Phase 2 : confirmation finale des résultats

La phase 2 débute avec l'envoi des résultats de couplage par les prix pour la confirmation finale au système commun des GRT de la région CWE. Cette phase s'achève à la réception de la confirmation globale finale des résultats par le système commun des GRT de la région CWE. Les résultats du couplage par les prix deviennent donc fermes.

NOR_2 : confirmation finale des résultats par le système commun des GRT de la région CWE	Cette procédure décrit la deuxième phase du processus opérationnel dédié à la vérification et la validation des résultats du couplage par les prix dans un mode normal.
BUP_2 : confirmation finale des résultats par le système commun des GRT de la région CWE	Description des actions à effectuer par l'opérateur dans le cas où le processus normal décrit dans NOR_2 ne fonctionne pas.

En cas de confirmation globale finale négative, un Comité d'incident sera réuni conformément à CWE_FAL_01. Pour une description détaillée du mécanisme de repli, se référer au chapitre 0.

5.3.3. Phase 3.1 : résultats du couplage de marché et transfert des échanges programmés

Cette procédure débute avec l'envoi des résultats du couplage de marché par le système commun des GRT de la région CWE (module de vérification)

aux systèmes d'information des GRT de la région CWE. Le système commun des GRT de la région CWE (post module de couplage) calculera ensuite des autorisations à programmer. Celles-ci sont envoyées via le point d'accès du logiciel ECP des NEMO au système de soutien pour la compensation et le règlement entre NEMO, aux systèmes d'information des GRT et au système de répartition de la recette de la congestion (SRRC). De plus, les résultats du couplage des marchés sont envoyés au SRRC.

NOR_3 : résultats du couplage de marché et transfert des échanges programmés	Cette procédure décrit la première partie de la troisième phase du processus opérationnel relatif aux étapes qui doivent être effectuées dans un mode normal.
BUP_3 : résultats du couplage de marché et transfert des échanges programmés	Description des actions à effectuer par l'opérateur dans le cas où le processus normal décrit dans NOR_3 ne fonctionne pas.

5.3.4. Phase 3.2 : nominations des concentrateurs d'offres locaux, nominations entre zones et recettes de congestion

Cette phase débute avec la création d'informations des chambres de compensation pour les nominations des concentrateurs d'offres locaux et des nominations entre zones par les systèmes d'information des NEMO de la région CWE et/ou par les systèmes de transfert CC et/ou par les systèmes croisés pour la compensation et le règlement entre NEMO. Elle se termine avec un échange de données sur les rentes de congestion des modules de transfert vers le SRRC.

NOR_4 : nominations des concentrateurs d'offres locaux, nominations entre zones et recettes de congestion	Cette procédure décrit la deuxième partie de la troisième phase du processus opérationnel relatif aux étapes qui doivent être effectuées dans un mode normal.
BUP_4 : nominations des concentrateurs d'offres locaux, notification des échanges programmés, nominations entre zones et recettes de congestion	Description des actions à effectuer par l'opérateur dans le cas où le processus normal décrit dans NOR_4 ne fonctionne pas.

5.3.5. Autres procédures

Les autres procédures ne sont pas associées à une phase spécifique. Elles sont liées à certaines situations qui doivent être gérées par une procédure formalisée.

Autres procédures	Documents décrivant les diverses actions à effectuer dans certaines conditions et qui ne sont pas des actions de secours ou de repli
SPE_01 Deuxième enchère de la région CWE	Description des échéances et actions modifiées à effectuer en cas de circonstances spéciales ou exceptionnelles menant à une deuxième enchère.
OTH_01 Aide à la lecture des procédures de la région CWE	Description de la terminologie et des abréviations utilisées afin de faciliter la lecture des procédures
OTH_02 Communications internes et externes	Description des messages qui doivent être envoyés afin de fournir une communication officielle lors de certaines situations de marché spéciales ou lors d'incidents techniques.
OTH_03 Publications de la région CWE	Description des différentes publications et des délais associés
OTH_04 Missions et plan de rotation de l'opérateur de marché de la région CWE	Description des actions à effectuer par l'opérateur de marché de la région CWE
OTH_05 Procédure de contrôle des modifications	Description du processus à suivre par toutes les parties en cas de modification dans l'un des systèmes

5.3.6. Procédures de repli

Les procédures de repli sont applicables dès qu'un incident empêchant l'attribution dans les temps des capacités entre zones via le processus d'attri-

bution implicite et/ou la publication dans les temps des résultats du couplage de marché survient. Dans ce cas, un Comité d'incident est réuni pour évaluer le problème et, si nécessaire, évaluer et décider de solutions potentielles de repli.

Procédures de repli	Documents décrivant les actions qui devraient être effectuées dans des conditions de repli.
FAL_01 Gestion des incidents	Description de l'initiation du Comité d'incident et de la façon dont les discussions doivent être menées.
FAL_02 Découplage total	Description des actions à initier par l'opérateur dans le cas où le découplage total est déclaré par le Comité d'incident.
FAL_03 Découplage partiel	Description des actions à initier par l'opérateur dans le cas où le découplage partiel est déclaré par le Comité d'incident.

6 Disposition de repli pour le couplage de marché (allocation de la capacité)

Le présent chapitre présente la description de la disposition de repli pour le couplage de marché de la région CWE proposé en cas de problème dans le processus de couplage une fois que les capacités (paramètres fondés sur les flux) ont été reçues par les NEMO.

Pour plus d'informations sur la disposition de repli du calcul de la capacité fondée sur les flux, se référer au chapitre 4.6.

La disposition de repli est décrite dans les sections suivantes :

- Situations de repli
- Solutions de repli
- Principe de la disposition de repli
- Description de l'attribution explicite des DTP
- Offres
- Outils de base de données
- Séquence de fonctionnement
- Règles de correspondance et de détermination des prix

6.1. Situations de repli

Une situation de repli survient lorsqu'aucun résultat du couplage de marché n'est généré avant le délai de déclenchement du repli. La solution de repli pour la région CWE est décrite dans les architectures de repli de haut niveau de la documentation approuvée relative à la solution de couplage par les prix CMR (§9.1 du projet de couplage du marché journalier CMR, rapport réglementaire final) (voir Annexe 14.9).

Les paragraphes suivants résument les caractéristiques les plus importantes relatives au repli du point de vue des acteurs de marché opérant dans la région CWE.

Le repli est causé par la défaillance d'un ou plusieurs processus dans la session de couplage de marché qui affecte la réalisation de la phase 2 du processus opérationnel (voir 5.3, procédures opérationnelles). En d'autres termes, le repli est déclaré si aucun résultat de couplage de marché ne peut

être calculé et validé avant le délai de découplage partiel/total de la phase 2. Par exemple :

- certaines données concernant le marché peuvent ne pas être générées ;
- l'algorithme, ou le système sur lequel il fonctionne, peut subir une défaillance ;
- les validations techniques peuvent donner un résultat « non conforme ».

Il est à noter que dans tous les cas, les GRT de la région CWE s'engagent à livrer des paramètres fondés sur les flux sur toute la journée au système de couplage de marché.

6.2. Solutions de repli

Le Comité d'incident évaluera et décidera d'une solution de repli potentielle qui pourra être un découplage partiel ou total du CUJ conformément aux incidents observés et aux délais.

Un découplage partiel est une situation dans laquelle il n'est pas possible, pour un jour spécifique, d'allouer les capacités via l'allocation implicite pour une ou plusieurs zones et/ou interconnexions avant le délai de découplage partiel. Après la déclaration de découplage partiel par le Comité d'incident, le processus sera suivi par les procédures normales idoines bien que les délais soient repoussés proportionnellement pour les zones et/ou interconnexions couplées restantes. Pour les zones et/ou interconnexions découplées, les procédures locales sont suivies. Si, au délai de publication régulier, les résultats du couplage de marché n'ont pas été publiés, un message par communication externe informe les acteurs de marché du retard dans le processus et du risque de découplage total. Dans le cas où le découplage total a été déclaré par le Comité d'incident, chaque NEMO lancera son enchère locale de sauvegarde. La solution de repli pour les frontières internes de la région CWE est composée d'enchères fictives explicites via le BEC et est décrite dans les paragraphes suivants.

Un découplage total connu à l'avance ne peut être déclaré que dans le cas où la précédente session de couplage de marché a résulté en un découplage total et que le problème critique correspondant n'a pas pu être résolu avant le délai imparti pour la publication des capacités entre zones.

6.3. Principe de la disposition de repli de la région CWE

Le principe de la disposition de repli proposée est d'allouer les CTD pour les enchères fictives tirées des paramètres fondés sur les flux via une « enchère fictive explicite ». L'enchère fictive explicite consiste à :

- maintenir une base de données permanente où tous les acteurs de marché pré-enregistrés (participants au repli) peuvent soumettre, modifier ou retirer leurs offres pour la capacité. Au cours de l'opération normale, ces offres ne sont pas utilisées ;
- si une situation de repli venait à être déclarée sur un jour particulier en cas d'incident au cours de la session journalière, l'opérateur du système d'enchère fictive (BEC) effectue une enchère fictive pour allouer les capacités de transport disponibles sur la base des offres valides disponibles ; à partir du démarrage de l'enchère de repli, les participants ne sont pas autorisés à mettre à jour leurs offres pour l'enchère fictive à venir ;
- si une situation de repli venait à être déclarée en avance pour les prochaines sessions du couplage de marché de la région CWE en cas d'indisponibilité prévue, les participants sont autorisés à mettre à jour leurs offres conformément au calendrier communiqué par l'opérateur du système d'enchère fictive (BEC) ; celui-ci effectue une enchère fictive pour allouer les capacités de transport disponibles.

Pour plus d'informations sur l'architecture de repli de haut niveau, se référer à l'Annexe 14.9.

La publication des CTD de l'enchère fictive est décrite dans le chapitre 8.

6.4. Description de l'attribution explicite des DTP

L'enchère fictive attribue les droits de transport physiques (DTP) pour chaque frontière orientée de zone de dépôt des offres et pour chaque heure de la journée. À l'aide de la CTD fournie par les GRT, et des offres d'enchères du système d'enchère fictive, ledit système calcule les DTP attribués aux participants ainsi que les autorisations de programmation correspondantes. Les DTP résultant de l'enchère ne doivent pas dépasser les CTD. Les DTP qui ne sont pas utilisés sont perdus par les participants au repli (UIOLI) s'ils ne sont pas nommés.

Puisque les DTP et les autorisations de programmation ne sont que des options, la disposition de repli ne peut pas prendre en compte les compensations des capacités opposées.

6.5. Offres en cas d'attribution explicite des DTP

6.5.1. Contenu

Une offre entrée dans le système d'enchère fictive contient les informations suivantes :

- la frontière de zone de dépôt des offres pour laquelle l'offre s'applique (Belgique-Pays-Bas, Pays-Bas-Allemagne, Allemagne-France ou France-Belgique, Allemagne-Autriche ou Allemagne-Belgique),
- la direction pour laquelle elle s'applique (deux directions pour chaque frontière de zone de dépôt des offres),
- la période horaire pour laquelle elle s'applique,
- un prix à payer pour la capacité.

Les offres insérées par les participants dans le système d'enchère fictive sont inconditionnelles et irrévocables une fois que le mode de repli a été déclaré en cas d'indisponibilité imprévue du couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE ou conformément au nouveau calendrier communiqué en avance si une indisponibilité du couplage de marché susmentionné est prévue pour les prochaines sessions journalières.

Les offres des participants à une enchère fictive sont soumises à un ordre de priorité conforme à l'identification de l'offre. Le numéro d'identification le plus bas a la plus haute priorité. Lorsqu'une enchère fictive est effectuée, les offres sont créées en fonction de l'ordre de priorité jusqu'à ce que les offres atteignent la capacité disponible. La dernière offre créée qui dépasse la capacité disponible est réduite pour que le total des offres ne dépasse pas ladite capacité.

6.5.2. Unités et devise

Les offres contiennent des unités pleines en MW, les prix des offres sont exprimés en euros par MWh avec un maximum de deux décimales.

6.6. Outil du système d'enchère fictive et auteurs des offres

Le système d'enchère fictive permet aux participants de soumettre des offres conformément aux conditions fixées dans la documentation disponible sur le site Internet de l'opérateur du système d'enchère fictive (BEC). Les offres doivent être soumises conformément aux formats définis dans la documentation relative.

6.7. Séquence de fonctionnement en cas d'attribution explicite des DTP

La séquence de fonctionnement est applicable après une décision de recours au repli après le délai de découplage partiel/total ou dans le cas où une situation de repli est annoncée en avance à 10h30. La base du processus et du contrat reste la même que celle du couplage de marché CTD de la région CWE.

1. À tout moment, les acteurs de marché sont invités à s'enregistrer en intégrant un accord avec l'opérateur du système d'enchère fictive (BEC) via les règles d'allocation des enchères. Suite à cela, ils deviennent des « participants au repli ».

2. À tout moment, les acteurs de marché sont invités à s'enregistrer en intégrant un accord avec les GRT pour la part de nomination (cela signifie

que les acteurs de marché doivent signer un contrat de nomination ou désigner leur responsable de la nomination conformément à la législation de chaque pays).

3. Les participants au repli sont autorisés à entrer des offres dans le système d'enchère fictive et les modifier ou les retirer.

4. Les GRT fournissent les CTD à l'opérateur du système d'enchère fictive (BEC).

5. Si une situation de repli venait à être déclarée, les acteurs de marché seront informés et pourront mettre à jour leurs offres conformément au nouveau calendrier communiqué.

6. L'opérateur du système d'enchère fictive (BEC) procède ensuite à l'enchère fictive : elle détermine les DTP attribués à chaque participant au repli et les autorisations de programmation correspondantes.

7. L'opérateur du système d'enchère fictive (BEC) fournit les résultats et les prix tirés de l'enchère aux participants au repli.

8. L'opérateur du système d'enchère fictive (BEC) fournit toutes les autorisations de programmation à chaque GRT/participant au repli.

9. L'opérateur du système d'enchère fictive (BEC) publie les données relatives à la transparence comme cela est défini dans le chapitre 0.

10. Les acteurs de marché soumettent leurs ordres par l'intermédiaire des modules de négociation des NEMO de la région CWE pour le marché journalier, par concentrateur d'offres de NEMO. Les NEMO font ensuite correspondre et publient leurs résultats séparément.

11. Les participants au repli soumettent leurs nominations aux GRT conformément aux processus locaux existants.

6.8. Règles de correspondance et de détermination des prix en cas d'attribution explicite de DTP

L'enchère fictive est effectuée pour chaque frontière de zone de dépôt des offres dans la région CWE, chaque direction et chaque heure en respectant les étapes suivantes :

1. Les offres sont classées dans l'ordre décroissant de leur limite de prix.

2. Si la capacité totale pour laquelle des offres valides ont été soumises est égale ou inférieure à la capacité disponible pour l'enchère concernée, le prix marginal est nul.

3. Si la capacité totale pour laquelle des offres valides ont été soumises est supérieure à la capacité disponible pour l'enchère concernée, le prix marginal est égal au prix d'offre le plus bas sélectionné en totalité ou en partie.

4. Les offres les plus hautes reçues pour une capacité demandée qui ne dépassent pas la capacité disponible sont sélectionnées. La capacité disponible restante est ensuite attribuée aux participants qui ont soumis les prochains prix d'offre les plus hauts si la capacité demandée ne dépasse pas la capacité restante. Ce processus est ensuite répété pour le reste de la capacité disponible.

5. Si la capacité demandée par les prochains prix d'offre les plus hauts est égale ou supérieure à la capacité disponible restante, l'offre est sélectionnée soit totalement soit partiellement jusqu'à la limite de la capacité disponible restante. Le prix de l'offre constitue le prix marginal.

6. Si deux (2) participants ou plus ont soumis des offres valides avec le même prix d'offre pour une capacité totale demandée qui dépasse la capacité disponible restante, cette capacité restante est attribuée proportionnellement à la capacité demandée dans les offres de ces participants en unités d'au moins un (1) MW. Les capacités attribuées sont arrondies au mégawatt inférieur le plus proche. Le prix de ces offres constitue le prix marginal.

6.9. Programme journalier

Une situation de repli peut être déclarée à tout moment avant la publication des résultats du couplage de marché fondé sur les flux. Toutefois, le délai des procédures peut dépendre du moment du déclenchement : s'il est connu suffisamment à l'avance, le délai sera adapté aux conditions réelles, cela sera communiqué au marché dès que possible. Les délais présentés dans le présent document correspondent au pire cas ; à savoir, lorsque le repli est déclenché à l'échéance du délai de publication des résultats du couplage de marché.

Dans le pire des cas, à savoir lorsque la situation de repli est déclarée à 13h50, les hypothèses sous-jacentes sont :

- Le laps de temps entre la publication des résultats de marché des NEMO et les nominations entre zones est d'au moins 45 minutes.
- 20 minutes sont réservées aux acteurs de marché pour modifier leurs offres sur les NEMO après l'attribution de la capacité via les enchères fictives.
- Un temps suffisant doit rester pour les GRT afin qu'ils puissent respecter les délais des processus journaliers (par exemple, ENTSO-E, calcul de la capacité intrajournalière, calcul des marges).

6.10. Horaires d'ouverture

L'accès au système d'enchère fictive est ouvert 24 h par jour et 365 jours par an, à l'exception des périodes de maintenance du système annoncées par l'opérateur (BEC) en général 15 jours à l'avance. Dans des circonstances exceptionnelles, le délai de l'annonce peut être plus court.

7 Évaluation économique

7.1. Résultats de l'opération parallèle externe de 2013

L'impact économique du couplage de marché fondé sur les flux comparé au couplage de marché CTD sur le marché et les prix était initialement démontré dans un rapport de faisabilité.

Sur la base de la première année de l'opération parallèle externe, une étude intensive de l'impact du couplage de marché FF(I) a été conduite (Annexe 14.10).

L'étude montre une augmentation approximative du bien-être du marché journalier de 79 M d'euros (307 jours simulés sur 365) pour 2013 avec un gain quotidien moyen de 257 000 euros. Il est donc possible d'attendre une augmentation du bien-être social pour la région de presque 95 M d'euros annuellement (sur la base de résultats extrapolés de l'augmentation moyenne quotidienne du bien-être au cours de l'opération parallèle externe de janvier à décembre 2013).

L'opération parallèle a également montré quelques augmentations de la volatilité des prix et une corrélation limitée avec les prix dans un couplage de marché CTD, tout particulièrement dans les marchés les plus petits.

Des simulations comparant les couplages de marché CTD, FF et FFI en 2013 avaient de plus donné les résultats suivants :

- Le bien-être du marché journalier et les indicateurs de convergence sont significativement meilleurs avec un couplage de marché FF ou FFI qu'avec un couplage de marché CTD.
- Des situations contre-intuitives ont été trouvées. Forcer le caractère intuitif par un couplage de marché FFI ne détériore que très peu les indicateurs. De plus, les situations contre-intuitives ne représentent qu'une petite partie des cas analysés.

Nonobstant les limites mentionnées dans le chapitre 1.2.2 de l'étude dans l'Annexe 14.10, l'analyse de l'impact sur le marché conclut que les couplages de marché FF et FFI ont un impact positif sur le bien-être en comparaison du couplage de marché CTD.

7.2. Sensibilité : étude de la réduction du domaine

L'étude de la réduction du domaine vise à fournir des informations sur la sensibilité des résultats du marché à différents paramètres fondés sur les flux. La réduction de la marge est un simple outil de simulation de l'impact bien qu'il lui manque un lien avec la réalité physique.

- L'objectif de cette étude était de déterminer l'impact des modifications du domaine FF sur les résultats du marché. Une série de résultats qualitatifs triviaux peut être obtenue par un raisonnement simple ; cette série de résultats a été confirmée par l'étude : le niveau de la convergence des prix augmente avec une marge supplémentaire.
- Le bien-être du marché journalier augmente avec une marge supplémentaire.

Une tentative pour quantifier l'impact a été effectuée.

Impact sur le prix

Les prix moyens annuels sont légèrement affectés par les réductions de marge. Toutefois, une fois que l'on s'approche du cas isolé, les effets, et tout particulièrement pour BE, deviennent plus remarquables (par exemple, pour BE, le prix moyen dans FF est de 44,44 € mais passerait à 57,83 € lorsque les marges sont réduites à seulement 10 % du niveau actuel. Lorsque la marge est réduite à 90 % du niveau actuel, le prix moyen pour BE augmenterait à 44,92 €).

Impact sur le bien-être

La différence de bien-être entre le scénario 100 % et le scénario infini est de 383 000 € en moyenne par jour. Cela suggère que dans les conditions

actuelles de marché, le bien-être pourrait être encore augmenté avec une marge supplémentaire.

Lorsque l'on prend en compte l'augmentation relative du bien-être (distance du scénario isolé sur la distance entre le scénario infini et le scénario isolé), on peut observer que 90,3 % du potentiel de bien-être est réalisé. Il passerait à 92,8 % lorsque la marge augmente à 110 % ou passerait à 87,03 % lorsque la marge tombe à 90 %.

Il y a également des limites à la diminution du retour à l'équilibre : chaque augmentation de la marge augmentera le bien-être de façon moindre que l'augmentation précédente. Cela signifie que le passage de la marge de 10 % à 20 % augmente le bien-être quotidien moyen de 470 000 euros tandis que le passage de 20 % à 30 % ne l'augmente que de 380 000 euros supplémentaires. L'augmentation de 90 % à 100 % n'a ajouté que 119 000 euros et celle de 100 % à 110 %, 93 000 euros. La réalisation du potentiel total de bien-être restant avec le scénario infini exigerait probablement d'importantes augmentations de la marge.

Général

En comparant les résultats de cette étude avec les résultats CTD, il apparaît que, tant que les marges sont au moins à 90 % de leur valeur actuelle, la méthode FF reste plus performante que l'approche CTD tant en termes de bien-être que de convergence des prix.

L'étude relative à la réduction du domaine se trouve dans l'Annexe 14.11.

7.3. Décision concernant l'intuitivité

Acheter à un prix plus faible et revendre à plus haut prix est un réflexe intuitif pour les activités d'échange et de commerce en tout genre. Toutefois, afin de maximiser le bien-être du marché journalier total dans un couplage de marché FF, il peut arriver qu'il y ait des échanges partant d'une zone à prix élevés vers une zone à prix plus bas, ce qui est contre-intuitif.

Concernant le couplage de marché fondé sur les flux, une situation (une combinaison de prix d'équilibre de marché et de positions nettes d'export) est dite intuitive (bilatérale) s'il existe au moins un ensemble d'échanges bilatéraux qui répond aux propriétés suivantes : « des échanges surviennent de zones à bas prix vers des zones à prix élevés sur toutes les interconnexions ».

En octobre 2013, les partenaires de projet ont publié une mise à jour du compte-rendu relatif à l'intuitivité du couplage de marché amélioré fondé sur les flux de la région CWE pour en expliquer tous les détails. Cette version du compte-rendu relatif à l'intuitivité est jointe en annexe au présent document d'approbation (voir Annexe 14.12).

L'évaluation économique pour l'ensemble de l'année 2013 de l'opération parallèle externe indique 421 heures contre-intuitives (5,7 % de l'ensemble des heures et 8,2 % des heures congestionnées).

Le résultat principal de l'évaluation du projet, que le démarrage de celui-ci se fasse avec un couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE simple ou intuitif, est présenté dans l'aperçu suivant qui effectue une évaluation des différences entre FF et FFI en fonction d'un ensemble de critères. L'étude complète se trouve dans l'Annexe 14.13.

Critère	En faveur d'un FF « simple »	En faveur d'un FF « intuitif »
Volatilité	Non concluant	
Signal de prix	Différence négligeable	
Liquidité	analyse de résilience : non concluante	
Bien-être (global)	Inconnu	Inconnu
Bien-être (ADMW)	X (bien que relativement faible)	
Répartition du bien-être	Pas de différence notable sur le plan statistique	
ID	X (en considérant que la capacité journalière ne devrait pas être allouée à IJ)	X (en considérant que la capacité IJ est plus élevée ; limite la diminution du bien-être J)
Investissement	Non concluant	
Sécurité d'approvisionnement	Non concluant	
Communication au grand public	Des arguments existent contre les deux solutions	

Sur la base du résultat non concluant de l'étude, le projet n'était initialement pas en position d'émettre une recommandation sur le démarrage avec FF ou FFI. Le résultat de la consultation publique des autorités de régulation nationales de juin 2014 a donné une orientation supplémentaire pour la décision.

Sur la base de l'orientation des autorités de régulation nationales de la région CWE, le couplage de marché fondé sur les flux de la même région a débuté avec un modèle FF intuitif.

Indépendamment de cette décision, le projet a surveillé la solution simple fondée sur les flux et conservé la possibilité de réévaluer la décision après le démarrage.

Les descriptions et la confirmation clés relatives à la décision FFI, demandées par les autorités de régulation nationales après la consultation de juin 2014 se trouvent dans l'Annexe 14.18.

Au cours du quatrième trimestre 2019, les autorités de régulation nationales de la région CWE ont demandé aux parties de la région de mettre à jour le compte-rendu, en prenant en compte 4 ans de données, dont une année complète après la séparation DE/AT. Elles ont également demandé l'ajout de considérations supplémentaires liées aux performances. Le

compte-rendu complet se trouve à l'Annexe 14.31 tandis que les principaux résultats sont consignés ci-dessous.

Résultats principaux

Des situations contre-intuitives se sont produites pendant 16,2 % des heures où le correctif d'intuitivité n'était pas appliqué.

La perte de bien-être liée à l'application du modèle FFI au cours de la période concernée est de 26 millions d'euros pour l'ensemble de la région de CMR, soit 18 000 euros par jour en moyenne ou 0,0002 % par rapport au bien-être qui aurait été généré avec un modèle FFS. En ce qui concerne le bien-être total, l'impact semble assez faible. Il représente néanmoins un montant important en termes absolus et la discussion sur cette différence semble pertinente.

Certains effets de redistribution entre pays et entre producteurs et fournisseurs existent. Lorsqu'une zone de dépôt des offres exporte, son prix augmente légèrement sous le modèle FFS et inversement. Cela dénote une meilleure convergence des prix. De ce fait, les producteurs des zones exportatrices et les consommateurs des zones importatrices constatent une augmentation de leur surplus.

Le délai moyen de la première solution pour l'algorithme de couplage diminue de 14,1 % dans la dernière configuration de zone de dépôt des offres après la séparation DE/AT, ce qui est la situation la plus exigeante. Il s'agit d'une considération importante compte tenu des défis que l'algorithme devra relever pour les développements à venir (ALEGrO, FF pour la région Core, FF pour la région Pays nordiques, unité de temps du marché de 15 min...).

La perte moyenne de bien-être susmentionnée est inégalement répartie. Alors que la plupart du temps, les différences entre les modèles FFS et FFI sont minimales (en termes de prix et de volumes), des différences d'importation se font sentir certains jours. Dans un exemple et pour une zone de dépôt des offres donnée, une différence de prix de plus de 200 €/MWh a été observée entre le prix qui aurait été observé avec un modèle FFS et le

prix effectivement observé avec le modèle FFI. Les différences de prix dans les autres zones de dépôt des offres n'ont pas été affectées de manière significative, ce qui a entraîné des écarts de prix importants entre les zones de dépôt des offres. Ces situations rares mais spectaculaires ne sont pas faciles à comprendre pour les acteurs du marché, ce qui peut en soi remettre en cause la valeur ajoutée de l'application du modèle FFI en termes d'intuitivité.

L'utilisation réduite du réseau est illustrée par l'analyse de l'impact sur l'interconnexion ALEGrO. Cette interconnexion HVDC entre la Belgique et l'Allemagne sera mise en œuvre avec l'approche FFE dans laquelle le flux sur l'interconnexion est déterminé par l'algorithme de couplage afin de maximiser le bien-être. Le modèle FFI tend à définir ce flux sur zéro dans 33,27 % de cas de plus qu'avec le modèle FFS, ces cas concernant des situations avec des différences de prix. D'aucuns peuvent toutefois trouver contre-intuitif de définir le flux sur zéro sur une interconnexion HVDC contrôlable même en cas de différence de prix.

Conclusions du compte-rendu

Considérant que la suppression du correctif d'intuitivité améliorera le bien-être, la convergence des prix, l'utilisation du réseau et des performances d'algorithme et permettra d'éviter les situations de flambée des prix, les autorités de régulation nationales de la région CWE ont accepté de supprimer le correctif d'intuitivité dès la mise en service technique d'ALEGrO (ARN du marché de l'électricité de la région CWE, 16 mars).

8 Publication des données

Le présent paragraphe décrit la mesure dans laquelle le projet tend à fournir les données nécessaires aux acteurs de marché du couplage de marché de la région CWE afin de faciliter le marché et de se conformer à la législation européenne.

L'émission de la publication des données (transparence) était un problème central dans les réponses de la première consultation publique en mai-juin 2013 (voir Annexe 14.14). Les résultats ont été plus tard discutés avec les autorités de régulation nationales de la région CWE dans des conseils d'experts. De plus, il y a eu des échanges avec les acteurs de marché à propos des besoins de transparence lors des réunions des groupes d'utilisateurs fondés sur les flux. Pour conserver les secrets et la confidentialité de l'activité, le projet avait, de plus, des discussions bilatérales avec certains acteurs de marché afin de mieux comprendre leurs besoins relatifs aux processus et aux données.

Cela a abouti à une approche relative à la transmission des données et à la transparence qui couvre les principaux besoins définis par les acteurs de marché. Un aperçu de l'ensemble des données directement publié par le projet via l'utilitaire sur le site Internet du BEC est fourni sous la forme d'un manuel qui se trouve, lui aussi, sur le site Internet du BEC²².

Dans un souci de surveillance, les autorités de régulation nationales ont accès à des données et informations supplémentaires (et confidentielles ; celles-ci sont décrites plus en détail dans le chapitre 9). Sur la base de la législation nationale et européenne et sur requête raisonnable des autorités de régulation nationales, le projet fournira toutes les données qui lui sont relatives aux bonnes fins de la surveillance. Les publications des informations surveillées peuvent être convenues d'un commun accord au cas par cas

²² http://www.jao.eu/cwemc_publicationhandbook

8.1. Lien avec les réglementations européennes

Les obligations de transparence relatives à la gestion des congestions sont actuellement régulées principalement par le Règlement (CE) n° 714/2009 et son Annexe 1 §5 et par le Règlement (UE) n° 543/2013 de la Commission 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 (entré en vigueur en juin 2013).

Le règlement sur la transparence et les paragraphes susmentionnés de ces lignes directrices obligent les GRT à publier des données variées relatives à la gestion des congestions en général et, plus spécifiquement, au couplage de marché FF implicite. En ce qui concerne la méthode fondée sur les flux, le règlement relatif à la transparence dispose en son article 11 §1 que les GRT, pour leur zone de contrôle ou, le cas échéant, les responsables de l'allocation de la capacité de transport, doivent calculer et fournir les informations suivantes à l'ENTSO pour l'électricité suffisamment en avance du processus d'attribution :

« b) les paramètres fondés sur les flux pertinents en cas d'attribution des capacités fondée sur les flux. »

Concernant ensuite les problèmes de transparence, le projet doit se conformer au Règlement (CE) n° 1227/2011 relatif à l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT) ainsi qu'à la législation relative à la concurrence. Selon l'opinion des partenaires de projet, il en va de la responsabilité des bourses de l'électricité et des GRT individuels de répondre aux exigences de tous les règlements européens.

Le présent chapitre présente les données facilitant le comportement des acteurs de marché en matière d'offres en ce qui concerne les données produites par le système commun de couplage de marché et les données publiées en commun par les partenaires de projet. La publication des données via l'ENTSO-E telle qu'elle est exigée par le Règlement (UE) n° 543/2013 de la Commission se trouve sur <https://transparency.entsoe.eu>.

8.2. Informations générales à publier

Les informations générales suivantes sont déjà couvertes dans la présente documentation et seront mises à jour et publiées lorsque cela sera nécessaire :

- description de la méthodologie pour le calcul coordonné de la capacité fondée sur les flux,
- processus opérationnel de haut niveau du calcul de la capacité fondée sur les flux,
- description de la solution de couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE,
- dispositions de repli en cas de découplage.

De plus, une description de l'algorithme de couplage de marché est publiée les NEMO exploitant l'algorithme.

8.3. Publication quotidienne des données relatives au couplage de marché fondé sur les flux

L'ENTSO-E a l'obligation de publier les données pertinentes relatives aux échanges transfrontaliers sur sa plateforme. Les GRT peuvent mandater un tiers, tel que le BEC, pour livrer les données en leur nom à la plateforme relative à la transparence de l'ENTSO-E. Pour le moment, les partenaires du projet ont décidé de fournir des données facilement accessibles sur un site Internet commun (www.JAO.eu), comme cela est fixé dans les deux sous-sections suivantes.

8.3.1. Publication quotidienne des données avant l'heure de fermeture de guichet

Paramètres fondés sur les flux initiaux (sans nominations à long terme)

Sur la base des requêtes des acteurs de marché, le projet fournit les paramètres fondés sur les flux initiaux à des fins d'information et d'analyse à J-1.

Pour cet ensemble de paramètres fondés sur les flux, toutes les nominations à long terme aux frontières de la région CWE sont à zéro (nom-LT = 0).

La disposition technique est similaire à celle mentionnée ci-dessous, via l'utilitaire.

Paramètres fondés sur les flux finaux

Les GRT publieront pour chaque heure du jour suivant les paramètres fondés sur les flux, à savoir : les éléments critiques de réseau fixés, les coefficients d'influençement (CI) et la marge disponible restante (MDR) des éléments critiques de réseau. De plus, pour chaque ECRA, les valeurs de l'ajustement appliqué pour la MDR minimale (AMM) et le facteur MDRMin, ainsi qu'une justification des calculs sous-jacents du facteur MDRMin basés sur des dérogations (le cas échéant) seront publiées. Cette publication doit respecter les obligations de l'article 11, paragraphe 1, alinéa b du règlement relatif à la transparence.

Les paramètres fondés sur les flux seront disponibles à J-1 (10h30 CET – délai cible) au moyen de l'utilitaire alimenté avec de nouvelles données d'entrée du jour suivant du site Internet du BEC. L'utilitaire peut être téléchargé sur le site Internet du BEC.

L'apparence et les fonctions principales de l'utilitaire sont présentées dans l'Annexe 14.15.

Contenu	Où/Qui	Quand	Unité
Noms des éléments critiques de réseau harmonisés et lisibles par l'homme	BEC	J-1 (10h30 CET)	-
Codes EIC des éléments critiques de réseau et aléas	BEC	J-1 (10h30 CET)	-
CI par zone	BEC	J-1 (10h30 CET)	-
MDR	BEC	J-1 (10h30 CET)	MW
Fmax	BEC	J-1 (10h30 CET)	MW
Fref	BEC	J-1 (10h30 CET)	MW
MFF	BEC	J-1 (10h30 CET)	MW
VAF	BEC	J-1 (10h30 CET)	MW
AMM	BEC	J-1 (10h30 CET)	MW
Facteur MDRMin	BEC	J-1 (10h30 CET)	%
Justification du facteur MDRMin	BEC	J-1 (10h30 CET)	-

Domaine fondé sur les flux vierge final

Pour chaque heure du jour suivant, les GRT publieront les paramètres fondés sur les flux conformément aux spécifications susmentionnées à J-1 (10h30). Le domaine fondé sur les flux vierge final doit être interprété comme le domaine FF final avec application de la MDRMin, mais sans inclusion ALT.

CTD finales de l'enchère fictive

Les CTD finales de l'enchère fictive (frontière et direction) par unité de temps du marché seront publiées à J-1 (10h30 CET — délai cible) avec les paramètres FF. Le formulaire de publication se trouve dans l'Annexe 14.16.

8.3.2. Publication des données après calcul du couplage de marché

Le projet respectera les obligations respectives de l'article 12, alinéas a et e du règlement relatif à la transparence.

De plus, dans le cadre des publications séparées du couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE, les données suivantes sont publiées :

Sur le site Internet du BEC :

- capacité allouée,
- recettes totales de congestion dans la région CWE.

En plus des données susmentionnées, les partenaires de projet doivent publier les données suivantes :

- les prix de marché : les prix de marché pour chaque zone de dépôt des offres et chaque unité de temps du marché du jour seront publiés quotidiennement sur la plateforme de l'ENTSO-E (<https://transparency.entsoe.eu/>) ;

- l'approvisionnement cumulé et les courbes de la demande pour chaque unité de temps du marché du jour seront publiés par les chaque NEMO pour leur concentrateur d'offres.

Ces données seront publiées après allocation fondée sur les flux pour chaque unité de temps du marché (actuellement, une heure) du jour.

Contenu	Où/Qui	Quand	Unité
Capacité allouée (marge utilisée sur les éléments critiques de réseau)	BEC/ENTSO-E	13h00 CET	MW
Recettes de congestion	BEC/ENTSO-E	19h00 CET	€
Prix de chaque zone de dépôt des offres	Sites Internet des NEMO	13h00 CET	€/MWh
Approvisionnement cumulé et courbes de la demande pour chaque unité de temps du marché	Sites Internet des NEMO	14h00 CET	-
Aperçu des prix des zones de dépôt des offres de la région CWE	ENTSO-E	14h00 CET	€/MWh
Positions nettes par zone de dépôt des offres	BEC/ENTSO-E	13h00 CET	MW

8.3.3. Publication des informations supplémentaires relatives aux ECRA

Les partenaires de la région CWE publieront, pour chaque jour et avec une résolution par heure, la liste de tous les éléments critiques de réseau, les valeurs de la location cumulée par zone de dépôt des offres ou frontière ("BE", "DE", "AT", "FR", "NL", "DE-AT", "DE-NL", "FR-BE", "FR-DE", "BE-NL", "BE-DE").

En d'autres termes, les partenaires de la région CWE publieront l'équivalent de la fiche CI de l'utilitaire, mais également le nom des éléments critiques de réseau et aléas, le cas échéant, les EIC des ECRA, la MDR, Fmax, Fref, la MFF, la VAF, l'AMM, le facteur MDRMin, la justification du facteur MDRMin, les statuts préséjoints, la zone de dépôt des offres et les facteurs CI relatifs aux noms harmonisés et lisibles par l'homme des ECRA (détaillés dans un paragraphe ci-dessous).

Cette publication supplémentaire sera réalisée à 10h30 à J-1.

Le contenu et le style de ce transfert de données supplémentaires relatives aux éléments critiques de réseau sont le résultat d'un échange intensif avec les acteurs de marché et les autorités de régulation nationales.

ID	DeliveryDate	Period	Row	OutletsName	EIC Code	ContractName	EIC Code	Presolved	RemainingAvailableMargin (MW)	Emax	Fref	FRM	FAV	AMM	MDRMinFactor	MDRMinFactorJustification	BiddingArea_Shortname	Factor	BiddingArea_Shortname
107	2020-04-10	0	19596	[BE-BE] PST_1221-DE-PE [BE-BE] Awaken - Va 227201010	FALSE			1778	1740	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	19535	[BE-BE] PST_1221-DE-PE [BE-BE] Gramme - Va 227201010	FALSE			1498	1530	40	150	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	201210	[BE-BE] PST_1221-DE-PE [BE-BE] Gramme - Va 227201010	FALSE			1043	1409	270	150	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	204207	[BE-BE] PST_1221-DE-PE [BE-BE] Acthewa - Lin 107-DE-FR	FALSE			2547	1599	138	190	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	201218	[BE-BE] PST_1221-DE-PE [BE-BE] Awaken - Ma 107-DE-FR	FALSE			1399	1599	99	101	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	200909	[BE-BE] PST_1221-DE-PE [BE-BE] Aubange - Ma 107-DE-FR	FALSE			502	523	45	86	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	200898	[BE-BE] PST_1221-DE-PE [BE-BE] Aubange - Ma 107-DE-FR	FALSE			511	523	54	86	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	194449	[BE-BE] PST_1221-DE-PE [BE-BE] Gramme - Lin 221-DE-IN	FALSE			1112	1506	170	218	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	199597	[BE-BE] PST_1221-DE-PE [BE-BE] Lame - Van E 227201010	FALSE			1219	1408	49	200	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	197541	[BE-BE] PST_1221-DE-PE [BE-BE] Acthewa - Ga 221-DE-IN	FALSE			1623	1599	210	194	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	200295	[BE-BE] PST_1221-DE-PE [BE-BE] PST_ZANDV_221-DE-PE	FALSE			1270	1506	7	345	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	204917	[BE-BE] PST_1221-DE-PE [BE-BE] PST_ZANDV_227201010	FALSE			1270	1506	7	245	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	203277	[BE-BE] PST_1221-DE-PE [BE-BE] Dine - Mercat 221-DE-IN	FALSE			1181	1400	306	85	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	194441	[BE-BE] PST_1221-DE-PE [BE-BE] Dine - Mercat 221-DE-IN	FALSE			1778	1400	306	86	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	205177	[BE-BE] PST_1221-DE-PE [BE-BE] Dine - Mercat 221-DE-IN	FALSE			1084	1005	434	55	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	201704	[BE-BE] PST_1221-DE-PE [BE-BE] Courcelles - 1221-DE-IN	FALSE			1900	1496	473	149	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	203858	[BE-BE] PST_1221-DE-PE [BE-BE] Champoux - E 221-DE-IN	FALSE			1092	1006	305	120	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	200000	[BE-BE] PST_1221-DE-PE [BE-BE] Champoux - E 221-DE-IN	FALSE			1107	1000	301	117	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	194940	[FR-FR] Acthen 107-DE-FR [BE-BE] Awaken - Ma 107-DE-FR	TRUE			1326	1763	309	98	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	204879	[IN-D7] Maasb 107-DE-IN [IN-D7] Maasb 107-DE-IN	TRUE			1294	1001	212	305	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	192620	[DE-DE] Haldow - 107-DE-DE [DE-DE] PST Gronau - 1170-0000	TRUE			1058	1500	202	150	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	197008	[AT-AT] Wuesth 141-38220 [D4-AT] Buers - West 107-AT-DE	TRUE			508	839	187	84	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	192625	[BASECASE] N/A	AT			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	199719	[DE-FR] Ensdor 107-DE-FR [DE-FR] Ensdor - Vaj 107-DE-FE	TRUE			590	1004	888	234	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	195445	[DE-FR] Ensdor 107-DE-FR [DE-FR] Ensdor - Vaj 107-DE-FE	TRUE			536	1004	888	234	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	194115	[DE-FR] Ensdor 107-DE-FR [DE-FR] Ensdor - Vaj 107-DE-FE	TRUE			806	1004	888	234	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	197249	[DE-FR] Ensdor 107-DE-FR [DE-FR] Ensdor - Vaj 107-DE-FE	TRUE			806	1004	888	234	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	199777	[DE-FR] Ensdor 107-DE-FR [DE-FR] Ensdor - Vaj 107-DE-FE	TRUE			806	1004	888	234	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	198018	[DE-FR] Ensdor 107-DE-FR [DE-FR] Ensdor - Vaj 107-DE-FE	TRUE			806	1004	888	234	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	194928	[DE-FR] Ensdor 107-DE-FR [DE-FR] Ensdor - Vaj 107-DE-FE	TRUE			806	1004	888	234	0	0	0	0	0	0	0	0
107	2020-04-10	0	194928	[DE-FR] Ensdor 107-DE-FR [DE-FR] Ensdor - Vaj 107-DE-FE	TRUE			806	1004	888	234	0	0	0	0	0	0	0	0

Figure 8-1 : Ensemble de la publication des étiquettes d'ECRA fixes

8.4. Convention relative aux noms harmonisés et lisibles par l'homme

La convention suivante est utilisée pour assurer l'harmonisation et la lisibilité par l'homme des noms d'ECRA.

Nom de publication des ECR :

[concentrateur/offresDépart-concentrateur/offresArrivée] nom ECR [Direction] (+ [GRT] en présence d'une liaison permanente)

- Le concentrateur/offresDépart, le concentrateur/offresArrivée et le GRT peuvent être BE, NL, FR, AT, D2, D4, D7, D8.

- La direction peut être DIR ou OPP. DIR signifie que l'ECR est surveillé du premier concentrateur/poste mentionné au deuxième concentrateur/poste mentionné. OPP inverse l'ordre.
- Le nom d'ECR doit toujours inclure les noms des postes raccordés et lisibles par l'homme, séparés par un trait d'union. Les postes peuvent être classés par ordre alphabétique (TNG s'en occupera. Mais je pense qu'il n'est pas crucial de le faire ou de l'harmoniser).
- Les GRT utilisent DIR et OPP pour indiquer la direction et ne modifient pas l'ordre des postes.
- Si le nom d'un poste contient un trait d'union, aucune espace n'est utilisée.
- Exemples :
 - [BE-FR] Achene – Lonny 19 [DIR] [BE]
 - [BE-BE] Avelgem – Horta 101 [DIR]

Nom de publication des systèmes à trois postes :

[concentrateurd'offresDépart-concentrateurd'offresArrivée] Y - poste (- poste 2 - poste 3) [Direction] (+ [GRT] en présence d'une liaison permanente)

- Y représente le nœud reliant les trois segments du système. [poste] définit le segment du système qui est surveillé. S'il est surveillé du nœud Y au poste, la direction est DIR. Sinon, c'est OPP.
- [concentrateurd'offresDépart] indique où se trouve le premier nœud
- Les GRT utilisent DIR et OPP pour indiquer la direction et ne modifient pas l'ordre des postes.
- Si le nom d'un poste contient un trait d'union, aucune espace n'est utilisée.
- Exemple : [D4-D4] Y - Engstlatt (- Oberjettingen - Pulverdingen) rot [DIR]

Nom de publication des TD :

[concentrateurd'offresDépart-concentrateurd'offresArrivée] nom du TD
[Direction] (+ [GRT] en présence d'une liaison permanente)

- Chaque GRT fait de son mieux pour la direction.
- Si le nom d'un poste contient un trait d'union, aucune espace n'est utilisée.

8.5. Publication des informations cumulées relatives au modèle de réseau commun à J-2

Les informations horaires cumulées relatives au modèle de réseau commun seront publiées quotidiennement (à J-1) :

1. soutirage sur le réseau de transport,
2. production,
3. meilleures prévisions des positions nettes pour BE, DE, AT, NL, FR, ALBE et ALDE qui représentent les positions nettes totales de chaque zone de dépôt des offres et pas uniquement les positions nettes de la région CWE.

Les informations relatives à ces données sont décrites dans le chapitre « Fichiers D2CF, programmes d'échange ». La production d'énergie éolienne et solaire est prise en compte (soustraite) dans le soutirage sur le réseau de transport.

Date:	#### The data for 2018-02-22 has been retrieved successfully.														
TimeStamp	D2CF per Hub (in MW)														
	Vertical load					Generation					Best Forecast Net Positions				
	AT	BE	DE	FR	NL	AT	BE	DE	FR	NL	AT	BE	DE	FR	NL
1	8949	41657	56722	9175	7800	47996	61393	11264	-1279	5238	3457	1910	7752	5993	-1048
2	8552	40101	54990	8796	7265	46363	59136	11270	-1510	5160	2938	2292	7483	5710	-1857
3	8486	39306	54196	8663	6976	45277	57920	11049	-1732	4851	2556	2201	7747	5655	-2170
4	8523	40137	51774	8601	6780	45605	56106	10727	-1964	4424	3245	1953	8148	5584	-2632
5	8550	40175	51255	8631	6799	44845	56674	11069	-1974	3626	4351	2217	7372	5657	-1798
6	8583	42563	53602	9132	7546	47248	58857	11932	-1262	3655	4192	2633	8052	5848	-2291
7	9751	50334	58256	10314	8093	54989	63548	12463	-1896	3745	4261	1958	9159	7053	-2211
8	10255	55858	62622	12164	9477	59317	68305	13333	-1031	2595	4571	955	10133	8367	-1891
9	10204	56160	64811	13019	9847	59761	69498	13305	-615	2755	3611	63	10459	8583	-2004
10	10039	53012	64643	13106	9836	57742	69762	13396	-459	3866	4018	27	10554	8507	-2174
11	9644	50140	63777	12584	9463	56206	68026	13411	-429	5123	3180	601	10582	8165	-2539
12	9467	49134	62838	11994	8982	55446	66583	13352	-726	6331	2719	1128	10541	7869	-2789
13	8988	45723	61263	11675	8787	54951	65854	13265	-438	8225	3582	1362	10329	7646	-2798
14	9016	45178	59652	11561	8569	54867	65707	13318	-682	8688	5080	1525	10256	7638	-2733
15	9083	45298	58101	11544	8569	54942	65183	13332	-750	8652	6133	1564	10164	7769	-2511
16	9327	45946	56586	11824	8561	55200	65224	13338	-1004	8280	7769	1298	10155	7969	-2305
17	9564	47530	56141	12506	8879	55673	65548	13437	-923	7205	8556	715	10297	8229	-2191
18	9925	52343	57606	12794	9220	57750	66333	13598	-949	4625	7762	592	10600	8957	-1777
19	10493	54792	62446	12523	9592	61695	68053	13658	-1154	6071	4580	916	10657	9088	-1705
20	10185	52945	66129	12243	9560	61898	70311	13665	-877	8102	2941	1187	10219	8961	-1392
21	9733	49144	62295	11590	9106	58332	68227	13006	-872	9323	4689	1189	9608	7994	-1734
22	9269	45272	59395	10896	8471	55144	64982	12398	-1035	8922	4312	1276	8980	6284	-2790
23	9483	43546	58503	10085	8072	53233	64190	11881	-1648	8710	4303	1585	8809	5744	-3151
24	9424	40100	60380	9470	7908	49618	65092	11405	-1751	8422	3351	1732	8261	5320	-3020

Figure 8-2 : Informations horaires cumulées relatives au modèle de réseau commun

De plus, les échanges bilatéraux ProgRéf sur les frontières suivantes de la région CWE et hors région CWE sont publiés pour chaque heure²³ :

AT=>CZ, AT=>HU, AT=>SI, BE=>NL, BE=>DE (DC), BG=>TR, CH=>AT, CH=>DE, CH=>FR, CH=>IT, CZ=>SK, DE=>AT, DE=>CZ, DE=>NL, DE=>PL, ES=>MA, ES=>PT, FR=>BE, FR=>DE, FR=>ES, FR=>IT, GR=>AL, GR=>BG, GR=>IT, GR=>RS, GR=>TR, IT=>AT, IT=>SI, PL=>CZ, PL=>SK, RO=>BG, RO=>HU, SI=>HU, SK=>HU, RS=>AL, RS=>BG, RS=>HU, RS=>RO, RS=>SI, UA=>HU, UA=>RO, UA=>SK

8.6. Publication des données en mode de repli

La solution de repli pour le couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE est coordonnée avec les dispositions de repli CMR/CPR. Ce seront des enchères fictives explicites

²³ Il convient de noter que les échanges bilatéraux ProgRéf se réfèrent aux échanges entre blocs de contrôle.

basées sur les CTD. Ces enchères explicites seront effectuées par l'opérateur du système d'enchère fictive (BEC).

L'opérateur du système d'enchère fictive (BEC) publiera et mettra à jour, lorsque cela sera nécessaire, les informations générales suivantes sur son site Internet :

- règles de l'enchère fictive ;
- noms, numéros de téléphone et de fax et adresses de messagerie électronique des personnes à contacter chez l'opérateur du système d'enchère fictive (BEC) ;
- les formulaires à envoyer par les participants ;
- les informations relatives au calendrier des enchères fictives lorsqu'elles sont décidées en avance (spécifications d'enchères) ;
- les résultats de l'enchère fictive, comprenant notamment les courbes d'offres complètes et anonymes (avec entre autres, la capacité demandée, la capacité attribuée, le prix d'équilibre de l'enchère et les recettes de l'enchère) ; les résultats doivent être publiés 10 min après l'attribution ;
- les données des jours passés seront archivées.

8.7. Coopération avec les acteurs de marché après le démarrage

Un groupe d'utilisateurs fondé sur les flux (groupe consultatif de la région CWE) sera réuni régulièrement pour discuter des problèmes concernant le fonctionnement du couplage de marché FF du point de vue des acteurs de marché et pour améliorer la solution de couplage de marché FF.

9 Surveillance

9.1. Surveillance et informations aux autorités de régulation nationales uniquement

Aux bonnes fins de la surveillance, le projet de la région CWE fournit les données supplémentaires suivantes mensuellement et uniquement aux autorités de régulation nationales :

Données relatives au calcul de la capacité FF

1. Résultats des vérifications horaires des ALT
2. Résultats des vérifications horaires des NTC
3. Vérification de la sensibilité de la ligne
4. Positions nettes Min-Max horaires
5. CTD horaires infrajournalières pour toutes les frontières de la région CWE
6. AT — Échanges bilatéraux max (horaires)
7. BE — Échanges bilatéraux max (horaires)
8. FR — Échanges bilatéraux max (horaires)
9. DE — Échanges bilatéraux max (horaires)
10. NL — Échanges bilatéraux max (horaires)
11. Volume des domaines fondés sur les flux (horaires)
12. Utilisation de la valeur d'ajustement final VAF
13. Contraintes externes
14. CTD horaires pour les enchères fictives de toutes les frontières de la région CWE
15. Aperçu des horodatages pour lesquels la méthode de remplacement par interpolation est appliquée (par mois)
16. Aperçu des horodatages pour lesquels les paramètres par défaut fondés sur les flux ont été appliqués (par mois)
17. ECRA horaires prérésolus et non anonymisés, les valeurs
CI, FMAX, MFF, VAF, MDR, FREF, AMM
18. Chiffres clés cumulés par zone de dépôt des offres et frontière (regroupements hebdomadaires) :

Nombre d'ECR prérésolus

- Nombre de cas de précongestion
- Nombre d'ECR dépassés par les ALT
- Nombre d'ECR dépassés par les CTD
- Nombre d'ECR prérésolus avec AC appliquées
- Nombre d'ECR prérésolus sans AC appliquée
- Nombre d'ECR prérésolus transgressant la règle des 5 %
- Nombre d'heures utilisant la VAF
- Nombre d'heures pendant lesquelles la solution de remplacement par interpolation a été appliquée
- Nombre d'heures pendant lesquelles les paramètres par défaut fondés sur les flux ont été appliqués
- 19. En cas d'occurrence : justification des cas d'utilisation de la VAF
- 20. En cas d'occurrence : justification des cas de transgression des 5 % (des ECR prérésolus)
- 21. En cas d'occurrence : justification des cas d'exclusion d'un ECRA du processus MDRMin

Données relatives à l'allocation de la capacité FF (après couplage de marché)

1. ECR actifs (horaires)
2. Prix virtuels (horaires)
3. Top 10 des contraintes actives mensuelles
4. Nombre de jours ou d'heures pendant lesquels les CTD de l'enchère fictive sont utilisées à la place des paramètres FF
5. Nombre d'ECR congestionnés
6. Nombre de congestions dans les horodatages avec des prix contre-intuitifs (en attente de la faisabilité technique)
7. Indicateur de la convergence de prix
8. Indicateur de la convergence de prix : schémas des différences de prix frontière par frontière
9. Perte de bien-être comparée à la capacité infinie
10. Compte-rendu ARC (attribution des recettes de congestion)

Les modèles du compte-rendu prévu pour les autorités de régulation nationales de la région CWE sont présentés dans l'Annexe 14.20.

10 Échanges programmés et validation de la position nette

Échanges programmés

Les échanges programmés sont calculés selon la méthodologie de calcul des échanges programmés résultant d'un couplage unique journalier conformément à l'article 43 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.

Validation de la position nette

Après la réalisation du processus de couplage de marché, le système de couplage envoie les positions nettes au système commun des GRT pour approbation formelle dans le cadre de la validation.

Le système de couplage de marché et le système commun des GRT utilisant le même algorithme pour la validation des positions nettes (la seule différence se trouvant dans les niveaux de tolérance), les résultats devraient normalement être similaires. Cette vérification a pour résultat une approbation ou un rejet total des résultats du processus de couplage de marché.

La validation repose sur des principes simples :

- $\text{Abs}(\text{PN}_{\text{Sor}} * \text{PN}_{\text{Ent}}) < \text{marge de tolérance}$

Le processus engendre ainsi 2 positions nettes par zone de marché : une entrante et une sortante. Seule l'une des deux peut être non nulle.

- $(\text{PN}_{\text{Sor}} * \text{PN}_{\text{Ent}}) < \text{marge de tolérance}$

La position nette globale de la région CWE est zéro.

- $((PN_{sor_i} - PN_{ent_i}) * CI_i) < \text{marge } (ECR_j) + \text{marge de tolérance}_i$

Tous les ECR, ajustés sur les positions nettes à valider, sont sûrs

Les marges de tolérance sont des paramètres ayant de petites valeurs positives.

Si toutes les inégalités sont correctes, le résultat du processus de validation est un message d'autorisation au système de couplage de marché qui vaut confirmation de l'approbation des positions nettes.

11 Schéma contractuel

Ce chapitre présente le schéma contractuel mis en place pour le fonctionnement du couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE.

Le couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE est considéré dans le contexte du couplage européen par les prix. Dans ce but, les accords de la région CWE (accords régionaux) doivent être conformes aux principes fixés dans l'Accord sur les opérations journalières (AOJ).

Ce chapitre sera particulièrement centré sur :

- les principes de l'accord cadre de la région CWE,
- les acteurs impliqués dans les opérations quotidiennes et leurs missions,
- la gestion des risques.

11.1. Principes de l'accord cadre de la région CWE

Les opérations et la maintenance journalières du couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE sont régies par un certain nombre de contrats passés entre des sous-ensembles d'acteurs. Ces contrats sont régis par l'accord cadre de la région CWE : le contrat général entre les NEMO et les GRT de la région CWE. Les accords secondaires entre les sous-ensembles d'acteurs doivent être conformes aux principes de l'accord cadre de la région CWE. Les principes de l'accord cadre de la région CWE ont été discutés avec les régulateurs.

11.2. Rôles et responsabilités des acteurs

Afin que le couplage de marché fonctionne conformément aux normes requises, les acteurs ont accepté d'attribuer les missions et actions impliquées à certains acteurs individuels ou à certains sous-ensembles d'acteurs. Il est ainsi garanti que les missions et actions seront effectuées efficacement par l'organisme le plus compétent. Les acteurs suivants peuvent être distingués :

- les GRT individuels,
- les GRT conjoints,

- les NEMO individuels,
- les NEMO conjoints,
- les acteurs conjoints,
- les prestataires de services externes.

La liste des personnes morales jouant un rôle dans le fonctionnement du couplage de marché est dressée dans la présente section. Dans les sections suivantes, les rôles des acteurs impliqués seront expliqués plus en détail.

11.2.1. Rôles des GRT individuels/conjoints

Les GRT individuels sont responsables du calcul quotidien des capacités journalières entre zones pour le fonctionnement du couplage de marché. Dans ce contexte, les capacités entre zones sont des paramètres fondés sur les flux. Les paramètres fondés sur les flux sont déterminés par le système de pré-couplage des GRT conjoints, conformément à la méthode décrite dans le chapitre 1.1 relatif au calcul de la capacité. Une fois déterminés, le système de pré-couplage des GRT conjoints envoie ces paramètres fondés sur les flux au système d'échange des NEMO actifs au sein de la région CWE qui les transmettent ensuite à l'ACC. Le système de pré-couplage des GRT conjoints est opéré par tous les GRT avec une rotation hebdomadaire.

Les GRT conjoints sont également responsables de la validation finale des positions nettes et du calcul des échanges bilatéraux transfrontaliers qui résultent des positions nettes. Ces échanges transfrontaliers sont nécessaires à la nomination des flux transfrontaliers pour chaque GRT. Le calcul des échanges bilatéraux transfrontaliers est effectué par le système de pré-couplage des GRT conjoints. Le BEC est l'opérateur de ce système pour le compte des GRT.

11.2.2. Rôles des NEMO individuels

Les NEMO individuels sont responsables de la réception de toutes les offres de vente et d'achat de leurs participants. Elles sont également chargées de soumettre leurs carnets d'offres cumulés et anonymes à l'ACC, un système

conjoint des NEMO. Les carnets d'offres de la bourse de l'électricité sont transférés et intégrés directement dans la base de données du couplage de marché. Ces carnets contiennent toutes les offres des acteurs de marché dans un format cumulé et anonyme.

Après que le couplage de marché a été réalisé et le prix fixé, les NEMO individuels sont responsables de l'exécution de tous les ordres placés par leurs participants et qui sont dans le prix calculé. Elles doivent également conclure les contrats avec eux.

11.2.3. Rôles conjoints des NEMO

Les NEMO conjoints de la région CWE sont responsables de la construction, de l'opération et de la maintenance du système ACC et de l'algorithme de couplage de marché avec d'autres NEMO du CUJ. Les NEMO sont chargés de calculer les positions nettes et les prix de marché pour toutes les zones de dépôt des offres du CUJ.

11.2.4. Rôles des acteurs conjoints

Les NEMO et les GRT de la région CWE sont conjointement responsables de la gestion de la solution de couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE. Les décisions concernant la solution seront prises par tous les acteurs. Afin de mener à bien cette mission, les acteurs mettront en place un comité de pilotage conjoint, un comité de fonctionnement et un comité d'incident.

11.2.5. Rôles des prestataires de services externes

Afin d'obtenir un fonctionnement efficace du couplage de marché, les acteurs de la région CWE ont décidé d'externaliser certaines missions et de les confier à des prestataires de services externes (par exemple, le BEC et Coreso). Les autres missions des prestataires de services sont :

- les activités d'agent de transfert (nomination des échanges trans-frontaliers, compensation et règlement financiers),
- réception des revenus de congestion et répartition aux GRT individuels. Cette mission sera effectuée par le BEC.

11.2.6. Résumé des rôles opérationnels

Entité	Rôle
GRT	<ul style="list-style-type: none">• Déterminer les capacités entre zones
Coreso et TSCNET	<ul style="list-style-type: none">• Opération du système de pré-couplage des GRT pour leur compte
NEMO	<ul style="list-style-type: none">• Rassemblement des offres d'achat et de vente de leurs participants dans leur concentrateur d'offres et soumission à l'ACC de leurs carnets d'offres cumulés et anonymes.•
Chambres de compensation	<ul style="list-style-type: none">• Compensation et règlement financiers, nomination des échanges entre zones
BEC	<ul style="list-style-type: none">• Opération du système de pré-couplage des GRT (calcul des échanges bilatéraux)• Répartition des recettes de congestion entre les GRT

Rôles opérationnels au moment de la soumission du document d'approbation.

11.3. Gestion des risques

Afin d'atténuer les risques liés aux modifications pour chaque composant participant au fonctionnement prévu de la solution de couplage de marché (comme par exemple les systèmes, les procédures et les interfaces), les acteurs ont mis en place une procédure de contrôle des modifications (voir chapitre 121).

11.4. Autres risques traités avant le démarrage

Il existait des risques sur lesquels le projet a davantage travaillé et dont la résolution était une partie intégrante du critère d'acceptation du démarrage du projet :

- les jours de bien-être négatif et le contrôle de la qualité de la solution FF relative à la taille du domaine FF lorsque la référence aux CTD n'est plus disponible. Cela a été traité dans le deuxième compte-rendu relatif aux enquêtes spécifiques à l'opération parallèle disponible depuis septembre 2014 ;
- risque de manque de capacité de couplage (particulièrement pour les concentrateurs d'offres les plus petits) du fait d'une combinaison de modifications possibles sur le comportement de la nomination et le domaine FF et qui couvre alors à peine certains angles ALT critiques. Cela a été traité par une analyse détaillée des risques et des mesures d'atténuation.

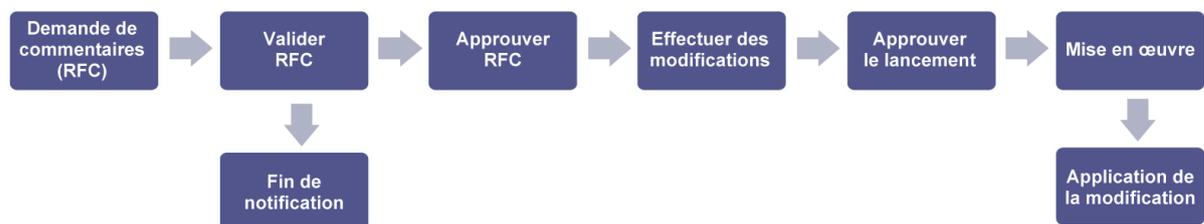
12 Contrôle des modifications

12.1. Processus internes de contrôle des modifications du projet

La procédure de contrôle des modifications tend à détecter tout changement, petit ou grand, dans le logiciel, les systèmes, les procédures et dans les documents. Alors que la majorité des modifications sera probablement de simples modifications opérationnelles ou des petits changements de texte, il est important que la procédure demeure imperméable aux modifications de traitement ou à d'autres, plus complexes encore. Le comité de pilotage concerné (par exemple, le groupe de pilotage des GRT de la région CWE ou le comité de pilotage conjoint de la région CWE) décidera de l'approbation finale des modifications. Les modifications du CUJ ou du couplage de marché sont sous la responsabilité des comités de pilotage respectifs.

Dans le cas où une modification est nécessaire, un document de demande de modification est rempli. Ce document doit contenir les détails, les conséquences qu'une telle modification pourrait avoir pour les autres acteurs et toutes autres informations pertinentes concernant la modification demandée. Une évaluation de l'impact sera ensuite effectuée afin de déterminer si la modification demandée aura un impact matériel sur les opérations et les systèmes communs. La proposition est vérifiée afin d'établir sa validité. Après approbation, la modification est effectuée.

Exemple d'un contrôle de procédure RFC



Des modifications simples avec une solution à faible risque affectent un petit nombre de composants appartenant à un acteur individuel ou à des acteurs conjoints et ne modifient que des éléments locaux sans impact identifié sur

les éléments communs. Les partenaires du projet sont informés de telles modifications, avec une procédure accélérée si besoin est.

Toutes les autres modifications qui sont plus complexes ou qui appartiennent à une catégorie de risque supérieure et qui affectent plusieurs composants ou des composants placés sous la responsabilité de plus d'un acteur de projet sont considérées comme des modifications réelles mais peuvent être gérées en accéléré si nécessaire.

Les modifications simples seront enregistrées sur un seul formulaire uniquement. Ce dernier contient toutes les informations nécessaires, notamment la cause de la modification, la solution proposée, son impact et la façon dont la modification sera mise en œuvre. Il n'y a, dans ce cas, pas besoin de remplir d'autre formulaire.

12.2. Approbation des modifications de la solution de couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE

Les modifications dans la méthodologie de couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE seront publiées. Si nécessaire, une demande d'approbation formelle aux autorités de régulation nationales sera démarrée pour approbation commune. Toutes les modifications seront documentées et jointes au document initial d'approbation.

13 Glossaire

CA	Contrainte active, courant alternatif
AMM	Ajustement pour la MDR Min
CTD	Capacité de transfert disponible
CM CTD	Couplage de marché CTD
ECR	Élément critique de réseau
ECRA	Élément critique de réseau/aléa
CC	Contrepartie centrale
ECE	Europe centrale et de l'Est
CET	Central European Time (heure d'Europe centrale)
ECEO	Europe centrale, de l'Est et de l'Ouest
MRC	Modèle de réseau commun
A	Aléa
SC	Système commun
CWE	Central Western Europe (Europe centrale et occidentale)
OM CWE	Opérateur de marché de la région CWE
CEZ	Capacités entre zones
D	Jour de livraison
J-1	Journalier
J-2	Deux jours avant
D-2CF ou D2CF	Prévision de congestion en J-2
J	Journalier
PCJ	Prévision de congestion journalière
CE	Contraintes externes
ENTSO-E	Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité
FFE	Fondé(e)(s) sur les flux évolué(e)(s)
VAF	Valeur d'ajustement final
FF	Fondé(e)(s) sur les flux
CM FF	Couplage de marché fondé sur les flux
CM FFI	Couplage de marché intuitif fondé sur les flux
Fmax	Flux maximal admissible sur un élément critique de réseau donné

MFF	Marge de fiabilité du flux
BCA	Bloc de contrôle allemand
HFG	Heure de fermeture du guichet
CRVP	Clé de répartition de la variation de la production
AHN	Architecture de haut niveau
CI	Comité d'incident
IJ	Infrajournalier
IFA	Interconnexion France Angleterre
Imax	Courant maximum sur un élément critique de réseau
LT	Long terme
ALT	Capacité allouée des enchères à long terme
NLT	Nominations à long terme
CM	Couplage de marché
MDRMin	MDR minimum
PE	Protocole d'entente
AM	Acteur de marché
CMR	Couplage multi-régional (successeur du précédent projet NWE)
NA	Non applicable
NEMO	Opérateur désigné du marché de l'électricité
ARN	Autorité de régulation nationale
CPR	Couplage par les prix des régions
FPLE	Forum pentalatéral de l'énergie
ACC	Apparieur et Courtier du CPR (Système informatique des bourses de l'électricité conjointes qui intègre l'algorithme de CPR calculant les positions nettes, les prix et les échanges programmés du CMR sur les interconnexions hors région CWE)
Coordinateur CPR	Bourse de l'électricité opérant le système ACC
CI	Coefficient d'influencement
TD	Transformateur-déphaseur
PX	Bourse de l'électricité
AC	Actions correctives
MDR	Marge disponible restante

CSR	Coopération pour la sécurité régionale
SEF	Système d'enchère fictive
CUJ	Couplage unique journalier
SdA	Sécurité d'approvisionnement
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
TYNDP	Plan décennal de développement du réseau
UCTE	Anciennement Union pour la coordination du transport de l'électricité (aujourd'hui intégrée dans l'ENTSO-E)

14 Annexes

- 14.1. Documentation de toutes les modifications relatives à la méthodologie au cours de l'opération parallèle externe**
- 14.2. Exemple didactique « Comment fonctionne le calcul de la capacité fondée sur les flux ? »**
- 14.3. Processus opérationnel de haut niveau du calcul de la capacité fondée sur les flux**
- 14.4. Exemples de différents types d'actions correctives (disponibles ultérieurement)**
- 14.5. Compte-rendu dédié à la MFF (confidentiel)**
- 14.6. Informations relatives à l'inclusion ALT**
- 14.7. Architecture de haut niveau de la région CWE (confidentiel)**
- 14.8. Procédures techniques (confidentiel)**
- 14.9. Architecture de repli de haut niveau de la région CWE (confidentiel)**
- 14.10. Évaluation économique**
- 14.11. Étude relative à la réduction du domaine**
- 14.12. Compte-rendu relatif à l'intuitivité**
- 14.13. Intuitivité, analyse pour la sélection FF/FF(I)**
- 14.14. Résultats du sondage/de la consultation de mai-juin 2013**
- 14.15. Présentation de l'utilitaire**
- 14.16. Publication des CTD fictives**

- 14.17. Modèles de surveillance**
- 14.18. Explication du modèle fondé sur les flux « intuitif »**
- 14.19. Statistiques relatives à l'inclusion préliminaire des ALT**
- 14.20. Atténuation à effacement des ordres prenant en compte les prix**
- 14.21. Mise en œuvre des options des droits de transport financiers et de la solution ALT temporaire**
- 14.22. Méthodologie pour le calcul de la capacité sur l'échéance infrajournalière**
- 14.23. Document de contexte infrajournalier de la région CWE**
- 14.24. Allocation du revenu de congestion dans le cadre d'un couplage de marché fondé sur les flux**
- 14.25. Rapport d'étude sur l'adéquation**
- 14.26. Annexe C_1_Transparence**
- 14.27. Annexe C_2_Transparence**
- 14.28. Compte-rendu relatif aux résultats de l'intégration de la frontière DE-AT dans le domaine fondé sur les flux de la région CWE**
- 14.29. Formulation de l'ALT étendue (*à inclure en mai 2020*)**
- 14.30. Informations pédagogiques sur la formulation de l'ALT étendue (*à inclure en mai 2020*)**
- 14.31. Compte-rendu pour la région CWE : comparaison entre le modèle fondé sur les flux simple et le modèle fondé sur les flux intuitif (2020)**

- 14.32. Compte-rendu sur la répartition du revenu de congestion en Europe centrale et occidentale par couplage de marché fondé sur les flux après douze mois d'exploitation de la frontière de zone de dépôt des offres entre l'Autriche et l'Allemagne/le Luxembourg (2020)**
- 14.33. Évaluation de l'impact d'ALEGrO sur les résultats de la répartition du revenu de congestion (RRC) - Évaluation SPAIC sur 12 jours (2020)**
- 14.34. Note explicative pour le calcul de la capacité infrajournalière (2020)**

Remarque : Le statut actuel des annexes de l'approbation de la solution de couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE listées ci-dessus est disponible dans le tableau ci-dessous. Il convient de garder à l'esprit que la plupart des annexes listées a été publiée au moment du démarrage (mai 2015) :

Nom de l'annexe	Statut du document
Annexe 14_1 Documentation de toutes les modifications relatives à la méthodologie au cours de l'opération parallèle externe	Historiquement pertinent : la description a été modifiée au cours de l'opération parallèle
Annexe 14_2 Exemple didactique « Comment fonctionne le calcul de la capacité fondée sur les flux ? »	Valide
Annexe 14_3 Processus opérationnel de haut niveau du calcul de la capacité fondée sur les flux	Valide
Annexe 14_4 Exemple de différents types d'actions correctives	Valide
Annexe 14_5 Compte-rendu dédié à la MFF (confidentiel)	Historiquement pertinent , données de 2013
Annexe 14_6 Informations relatives à l'inclusion ALT	Valide
Annexe 14_7 Architecture de haut niveau de la région CWE (confidentiel)	Pas à jour
Annexe 14_8 Procédures techniques (confidentiel)	Plus pertinent
Annexe 14_9 Architecture de repli de haut niveau de la région CWE (confidentiel)	Pas à jour
Annexe 14_10 Évaluation économique	Valide
Annexe 14_11 Étude relative à la réduction du domaine	Valide
Annexe 14_12 Compte-rendu relatif à l'intuitivité	Valide
Annexe 14_13 Analyse intuitive pour la sélection FF-FFI	Valide
Annexe 14_14 Résultats du sondage/de la consultation de mai-juin 2013	Plus pertinent
Annexe 14_15 Présentation de l'utilitaire	Remplacée par la publication du manuel : http://www.jao.eu/cwemc_publicationhandbook
Annexe 14_16 Publication des CTD fictives	Valide
Annexe 14_17 Modèles de surveillance	Valide

Annexe 14_18 Explication du modèle fondé sur les flux « intuitif »	Valide
Annexe 14_19 Statistiques relatives à l'inclusion préliminaire des ALT	Historiquement pertinent , statistiques avant démarrage en 2014.
Annexe 14_20 Atténuation à effacement des ordres prenant en compte les prix	Valide
Annexe 14_21 Mise en œuvre des options des droits de transport financiers et de la solution ALT temporaire	Historiquement pertinent , procédure temporaire en 2015 pour 6 mois.
Annexe 14_22 Méthodologie pour le calcul de la capacité sur l'échéance intrajournalière	Mise à jour en juin 2018 en parallèle de la mise à jour du document principal d'approbation de couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE (v3.0)
Annexe 14_23 Document de contexte intrajournalier de la région CWE	Valide
Annexe 14_24 Allocation du revenu de congestion dans le cadre d'un couplage de marché fondé sur les flux	Mise à jour en juin 2018 en parallèle de la mise à jour du document principal d'approbation de couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE (v3.0)
Annexe 14_25 Rapport d'étude sur l'adéquation	Valide
Annexe 14_26 Annexe C_1_Transparence	Pas à jour
Annexe 14_27 Annexe C_2_Transparence	Pas à jour
Annexe 14_28 Compte-rendu relatif aux résultats de l'intégration de la frontière DE-AT dans le domaine fondé sur les flux de la région CWE	Mise à jour en juin 2018 en parallèle de la mise à jour du document principal d'approbation de couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE (v3.0)