Méthodologie pour le calcul de la capacité infra journalière

Pour approbation par la Commission de Régulation de l'Energie

Version	Version définitive
Date	09-05-2017

Table des matières

1 Résumé 3

2 Glossaire 4

3 Méthodologie pour le calcul de la capacité infra journalière fondé sur les flux 5

3.1 Entrants 5

3.1.1 Élément critique de réseau (ECR) et aléa (A) 5

3.1.2 Courant maximal admissible (Imax) et flux d'électricité maximal admissible (Fmax) 7

3.1.3 Modèle de réseau commun journalier 7

3.1.4 Actions correctives (AC) 7

3.1.5 Valeur d'ajustement final (VAF) 8

3.1.6 Clé de répartition de la variation de la production (CRVP) 9

3.1.7 Marge de fiabilité (MF) 9

3.1.8 Contraintes externes (CE) 11

3.2 Calcul de la capacité infra journalière FB 12

3.2.1 Processus opérationnel 12

3.2.2 Entrants 12

3.2.3 Fusion 12

3.2.4 Qualification 12

3.2.5 Calcul FB 13

3.2.6 Validation de la capacité 13

3.3 Sortants 14

3.3.1 Domaine de capacité Flow Based 14

3.3.2 ATC IJ 14

3.4 Fourniture des ATC IJ pour l'attribution 17

4 Procédures de sauvegarde 17

5 Transparence 17

1 Résumé

Le présent document d'approbation vise à fournir à tous les régulateurs de la zone Centre-Ouest Europe (Central Western Europe – CWE) une description de la méthodologie pour le calcul de la capacité infra journalière fondée sur les flux (CWE FB IJ) afin qu'ils puissent l'approuver dans le cadre du Règlement n° 714/2009. Ce document est considéré comme une suite au dossier d'approbation du calcul de la capacité journalière fondée sur les flux (FB journalier) de la zone CWE daté du 1er août 2014 et notamment du document de position des régulateurs de la région CWE sur le couplage de marché fondé sur les flux (*Position Paper of CWE NRA on Flow-Based Market Coupling)* daté de mars 2015, ainsi qu'au dossier d'approbation sur la méthodologie pour le calcul de la capacité infra journalière soumis aux régulateurs de la zone CWE le 9 novembre 2015. Cette méthodologie CWE FB IJ doit donc être considérée comme une troisième étape de mise en œuvre pour le calcul de la capacité infra journalière après le couplage de marché journalier FB de la région CWE. Le processus décrit dans le présent document remplace le processus coordonné d'augmentation/de diminution appliqué depuis le 30 mars 2016.

Pour éviter toute confusion, ce document ne couvre pas l'allocation infra journalière fondée sur les flux. Les capacités de transport disponibles (Available Transfert Capacity - ATC) extraites du domaine Flow Based seront utilisées pour l'allocation de la capacité. En outre, la conception actuelle du processus CWE FB IJ est conforme à l'ouverture de guichet à 22h00. Du fait de la conception du processus et pour des raisons de mise en œuvre, il serait difficile de prévoir une heure d'ouverture du guichet plus tôt.

Le reste du document est structuré comme suit : le chapitre 2 contient le glossaire et les acronymes utilisés dans ce document. La méthodologie FB IJ, qui comprend une description des entrants, du processus et des sortants, est présentée au chapitre 3. Le chapitre 4 décrit la procédure de sauvegarde et le chapitre 5 couvre les aspects de transparence de marché.

2 Glossaire

- **Calcul CC :** calcul du courant continu, c'est-à-dire du flux unidirectionnel de charge électrique.
- **CACM :** règlement n° 1222/2015 - Ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion.
- **MRC J & MRC IJ** : modèles de réseaux communs (MRC) journaliers et infra journaliers qui résultent de la fusion des modèles de réseaux individuels (MRI) fournis par les GRT à l'échéance journalière ou infra journalière comme étant la meilleure prévision de production, consommation et topologie pour une heure donnée du jour J.
- **Jour J** : jour de livraison.
- **AC** : action corrective, c'est-à-dire mesure appliquée pour modifier (augmenter) le domaine Flow Based et soutenir le marché, tout en respectant la sécurité d'approvisionnement.
- **Action corrective explicite** : action corrective prise en compte dans le processus de calcul de la capacité.
- **ATC** : capacité de transport disponible (Available Transfert Capacity).
- **MRI** : modèles de réseaux individuels.
- **ATC issue du FB J** : valeur de l'ATC inutilisée extraite du domaine journalier FB.
- **ATC issue du FB IJ** : valeur de l'ATC inutilisée extraite du domaine de calcul de la capacité FB IJ.
- **PC** : point de couplage journalier.
- **Programme d'échange net** : échange net en termes de flux entre différentes zones de dépôt des offres.
- **Position nette** : somme nette des exportations et importations d'électricité pour chaque unité de temps du marché pour une zone de dépôt des offres.
- **CI** : coefficient d'influencement.
- **RCC** : responsable du calcul coordonné.
- **MD** : marge disponible restante sur un élément critique de réseau.
- **CI zonal** : Coefficient d'influencement zonal, variation du flux physique sur un élément critique, induite par la variation de la position nette d'une zone.
- **CI zone-zone :** impact en termes de flux d'un échange d'électricité entre deux zones sur un élément critique de réseau donné.

3 Méthodologie pour le calcul de la capacité infra journalière fondé sur les flux

3.1 Entrants

Pour calculer le domaine de capacité FB pour un pas horaire d'un jour ouvrable, les GRT doivent évaluer les éléments suivants qui servent d'entrants au modèle :

- éléments critiques de réseau (ECR)
- aléas (A)
- courant maximal admissible sur un élément critique de réseau (Imax) / flux d'électricité maximal admissible (Fmax)
- valeur d'ajustement final (VAF)
- modèle de réseau commun journalier (MRC J) et programmes de référence
- actions correctives (AC)
- clé de répartition de la variation de la production (CRVP)
- marge de fiabilité (MF)
- contraintes externes / d'allocation: limitations spécifiques non associées aux éléments critiques de réseau
- données provenant des calculs antérieurs de capacité basés sur les flux

En règle générale, s'il existe un accord entre les régulateurs et les GRT pour mettre à jour la méthode de production des entrants pour le processus CWE FB journalier, les conséquences de la mise en œuvre de ces modifications pour l'échéance infra journalière seront analysées et, si possible, la méthode CWE FB IJ sera adaptée afin d'être alignée sur la mise à jour de la méthode journalière.

3.1.1 Élément critique de réseau (ECR) et aléa (A)

3.1.1.1 Définitions

Définition d'un élément critique de réseau

Un élément critique de réseau (ECR) est un élément de réseau affecté de manière significative par les échanges transfrontaliers de la région CWE et/ou par les AC. Un ECR présente les paramètres suivants :

- un élément : une liaison (liaison transfrontalière ou liaison interne) ou un transformateur
- une « situation d'exploitation » : cas normal (N) ou aléa (N-1, N-2 ou défaut barre, selon les politiques de risque des GRT). (Voir ci-dessous la liaison entre l'ECR et les A)
- un ensemble d'Imax (voir 3.1.2)
- une VAF (voir 3.1.5)
- une MF (voir 3.1.7)

Définition d'un aléa

Un aléa (A) est un événement qui peut survenir dans le réseau et sera surveillé dans le processus. Il peut s'agir des éléments suivants :

- déclenchement d'une ligne, d'un câble ou d'un transformateur,
- déclenchement d'une barre dans un poste,
- déclenchement d'un groupe de production,
- déclenchement d'une consommation (importante),
- déclenchement de plusieurs éléments.

Définition d'un élément critique de réseau et aléa (ECRA)

Un ECRA (pour Élément Critique de Réseau et Aléa) est défini par chaque GRT de la région CWE qui relie l'un de ses ECR à l'un des A.

3.1.1.2 Liste des ECRA pour l'optimisation des actions correctives

L'optimisation des actions correctives (OAC) permet de trouver un ensemble d'actions correctives (AC) qui seront appliquées dans le calcul FB. L'OAC doit donc tenir compte a minima de tous les ECRA qui seront également pris en compte lors du calcul FB (voir section 3.1.1.3). Le GRT peut préciser que les ECRA ne doivent être pris en compte que lors de l'optimisation des actions correctives. Cela peut être nécessaire pour éviter les effets de sécurité d'approvisionnement sur les ECRA qui sont fortement influencés par les AC, bien que faiblement influencés par les échanges transfrontaliers. Par conséquent, les ECRA pris en compte dans le FB peuvent être un sous-ensemble des ECRA utilisés dans le calcul OAC. Les ECRA utilisées dans l'OAC ne sont pas vérifiés pour leur sensibilité aux échanges.

3.1.1.3 Liste des ECRA pour le calcul FB

Les ECRA et l'ensemble coordonné d'AC qui sont surveillés dans le calcul FB devraient être fortement impactés par les échanges transfrontaliers de la région CWE. Cette approche est identique au processus approuvé et appliqué de calcul de la capacité journalière fondé sur les flux.[1]

Un ensemble de CI est associé à chaque ECRA après chaque calcul de paramètre FB et donne l'influence de la modification de la position nette d'une zone de dépôt des offres sur l'ECRA.

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 %).

Pour chaque ECRA, la valeur de sensibilité suivante est calculée :

Sensibilité = max (CI (BE), CI (DE/AT/LU), CI (FR), CI (NL)) - min(CI (BE), CI (DE/AT/LU), CI (FR), CI (NL))

Si la sensibilité est supérieure à la valeur de seuil de 5 %, alors l'ECRA est considéré comme significativement influencé par les transactions de la région CWE. Si un ECRA n'est pas conforme aux conditions prédéfinies, le GRT concerné doit alors décider de conserver l'ECRA ou de l'exclure de la liste des 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 la liste des ECR, il doit justifier cette décision auprès des autres GRT. Cela sera en outre systématiquement reporté aux régulateurs, comme cela se fait aujourd'hui dans le cadre du processus journalier.

En cas d'accord entre les régulateurs et les GRT pour mettre à jour la méthode de sélection des ECRA dans le cadre du processus CWE FB journalier, les conséquences de la mise en œuvre de ces modifications pour l'échéance infra journalière seront analysées et, si possible, la méthode CWE FB IJ sera adaptée afin d'être alignée sur la mise à jour de la méthode journalière.

[1] « Documentation de la solution de couplage du marché fondé sur les flux de la région CWE comme base pour la demande formelle d'approbation », Bruxelles, 1er août 2014, http://jao.eu/support/resourcecenter/overview?parameters=%7B%22IsCWEFBMC%22%3A%22True%22%7D, page 18 sq.

3.1.2 Courant maximal admissible (Imax) et flux d'électricité maximal admissible (Fmax)

Le courant maximal admissible (Imax) est la limite physique d'un ECR déterminée par chaque GRT conformément à ses critères opérationnels. Imax est la limite physique (thermique) de l'ECR en ampère, sauf si le réglage de la protection de surcharge impose d'utiliser une autre valeur pour la surcharge temporaire autorisée pour un ECRA particulier.

Étant donné que la limite thermique et le réglage de la protection de surcharge peuvent varier en fonction des conditions météorologiques, au moins une valeur Imax est généralement définie pour chaque saison.

Lorsque la valeur Imax dépend de la température extérieure ou du vent, elle peut être révisée par le GRT concerné si les prévisions de température extérieure ou de vent annoncent des valeurs largement supérieures ou inférieures aux valeurs saisonnières.

La valeur Imax 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 (MF, voir chapitre 3.1.7) et la valeur d'ajustement final (VAF, voir chapitre 3.1.5).

Certains GRT se permettent de surcharger les lignes après un aléa jusqu'à une limite temporaire, et ceci pour une durée limitée. Par conséquent, deux valeurs Imax seront fournies pour un ECR :

- Imax temporaire
- Imax permanent

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

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

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

De la même manière que plusieurs valeurs Imax peuvent être prévues pour un ECR, il peut exister plusieurs valeurs Fmax pour un ECRA.

3.1.3 Modèle de réseau commun journalier

Le modèle de réseau commun journalier (MRC J) est créé en fusionnant tous les modèles de réseau individuels (MRI) de tous les GRT d'Europe continentale et repose sur les données du couplage de marché journalier et sur une évaluation de la sécurité du réseau.

Pour le calcul de la capacité infra journalière, la dernière version disponible du processus de prévision de congestion journalière sera utilisée au moment où le processus de calcul de la capacité sera lancé. Cela comprend, conformément à la méthodologie élaborée au titre des articles 16 et 17 du règlement n° 1222/2015 (CACM) :

- la meilleure estimation du programme d'échange net
- la meilleure estimation du programme d'échange sur les câbles à courant continu
- la meilleure estimation pour les maintenances de réseau planifiées, y compris les liaisons transfrontalières et la topologie du réseau
- la meilleure estimation pour la consommation prévue et son allocation nodale
- 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 groupe de production
- la meilleure estimation de production des groupes de production
- toutes les actions correctives approuvées lors de l'analyse de sécurité régionale.

3.1.4 Actions correctives (AC)

Pendant le calcul des paramètres FB, les GRT de la région CWE étudient les actions correctives (AC) pour améliorer le domaine Flow Based tout en assurant une exploitation sécurisée du système électrique, c'est-à-dire le respect des critères N-1/N-k.

Les actions correctives utilisées pour le calcul de la capacité peuvent comprendre les actions suivantes :

- modification de la position du régleur d'un transformateur-déphaseur.
- mesure topologique : ouverture ou fermeture d'une ligne, d'un câble, d'un transformateur, d'un couplage, ou changement d'aiguillage d'un élément de réseau.
- redispatching : modification des programmes des producteurs en augmentant et diminuant certains groupes de production.

L'effet de ces AC sur les ECR est directement déterminé dans le processus de calcul pour surveiller la variation du flux de consommation dans l'ensemble du réseau de la région CWE.

Il existe plusieurs types d'AC, différenciées par la manière dont elles sont utilisées pour optimiser le domaine :

- AC préventives (avant l'apparition du défaut) et curatives (après l'apparition du défaut). Alors que les AC préventives sont appliquées avant l'apparition d'un défaut, et donc à tous les ECRA du domaine Flow Based, les AC curatives ne sont mises en œuvre qu'après l'apparition d'un défaut. C'est pour cela que ces dernières AC ne s'appliquent qu'aux ECRA associés à cet aléa. Les AC curatives permettent une surcharge temporaire des éléments du réseau et réduisent le flux sur l'ECR en dessous du seuil permanent.
- AC partagées et non partagées. Chaque GRT peut définir s'il souhaite partager ou non l'AC fournie pour le calcul de la capacité. Si une AC est partagée, elle peut être appliquée pour augmenter la marge disponible restante (MD) sur tous les ECR pertinents. S'il s'agit d'une AC non partagée, le GRT détermine les ECR pour lesquels l'AC peut être appliquée pour l'optimisation de la capacité.

Chaque GRT de la région CWE définit et vérifie la disponibilité de ses AC dans sa zone de responsabilité en fonction de ses règles opérationnelles. A minima, toutes les AC utilisées pour le calcul de la capacité journalière et toujours disponibles au moment du calcul de la capacité infra journalière doivent être mises à disposition du calcul.

Les GRT de la région CWE s'engagent à inclure la capacité allouée en journalier dans le domaine CWE FB IJ jusqu'à la valeur de la marge de fiabilité, sauf en cas de force majeure. Pour ce faire, les GRT de la région CWE prévoient d'inclure des actions correctives coûteuses afin de limiter l'inclusion automatique du point de couplage journalier.

Les GRT de la région CWE travailleront à l'élaboration, aux tests et à la mise en œuvre de cette méthode et chercheront des étapes intermédiaires afin d'atteindre cette cible commune en limitant l'inclusion automatique du point de couplage journalier.

L'inclusion automatique du point de couplage journalier pour des valeurs supérieures à la marge de fiabilité ne doit survenir que dans des cas très exceptionnels.

3.1.5 Valeur d'ajustement final (VAF)

L'approche FB étant simplifiée, il n'est pas possible de modéliser toutes les actions que les GRT peuvent entreprendre. La valeur d'ajustement final (VAF) permet de prendre en compte les compétences et l'expérience opérationnelles en augmentant ou diminuant la marge disponible (MD) sur un ECR pour des raisons très spécifiques telles que décrites ci-dessous. Les principes suivants d'utilisation de la VAF ont été identifiés :

- Une VAF négative augmente la marge sur un ECR. Elle simule une action corrective (AC) complexe qui ne peut pas être modélisée et donc calculée dans le calcul des paramètres FB. Du fait de l'automatisation forte du processus, il n'est pas prévu d'utiliser cette fonctionnalité.
- Une VAF positive diminue la marge sur une ECR. Elle est utilisé dans la phase de validation du domaine Flow Based afin de réduire le domaine de capacité. Tout risque de sûreté comme une surcharge sur un ECR pendant la phase de validation peut amener à l'utilisation d'une VAF afin d'éliminer le risque de surcharge sur cet ECR particulier.

Tout recours à la VAF sera dûment justifié et signalé aux régulateurs afin de surveiller le bon fonctionnement du processus de calcul de la capacité.

3.1.6 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 ventilée sur les groupes de production 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 producteur d'électricité dans la même zone de dépôt des offres.

En raison de l'exigence de convexité du domaine Flow Based, la CRVP doit être linéaire et ses éléments constitutifs ne peuvent pas tenir compte des valeurs minimales ou maximales de production des groupes.

Une CRVP vise à fournir les meilleures prévisions d'impact sur l'ECR d'une modification de la position nette, en tenant compte, d'une part, de la faisabilité opérationnelle du programme de production de référence, de l'impact projeté du marché sur les groupes, de l'évaluation des risques du marché/système et des caractéristiques du réseau et, d'autre part, des limites du modèle.

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 une zone de marché contient plusieurs zones de contrôle.

En général, une CRVP comprend des centrales électriques sensibles au marché et flexibles dans la modification de leur production électrique. Il s'agit notamment des types suivants de centrales électriques : gaz/pétrole, hydraulique, pompe hydraulique et charbon. 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 unité sans dimension. (Une valeur de 0,05 pour une unité de production signifie que 5 % de la modification de la position nette de la zone seront réalisés par cette unité).

Afin de tenir compte des caractéristiques du réseau de chaque GRT, des CRVP individuelles sont définies pour chaque zone de dépôt des offres actuelle.

CRVP pour la zone de dépôt des offres belge
Elia utilisera dans son CRVP une liste fixe de nœuds basée sur les endroits où les principales unités de production flexibles et contrôlables (unités de production orientées marché) sont connectées. Cette liste sera déterminée de façon à limiter le plus possible l'impact des contraintes du modèle sur le niveau de charge des ECR.
La variation du profile de production à l'intérieur du CRVP est le suivant: Pour chacun de ces nœuds, la somme des unités de production qui sont en service dans l'état de base suivra le changement de la position nette Belge de façon proportionnelle. Cela veut dire que si par exemple un nœud représente n% de la somme des unités de production sur tous les nœuds, n% de la variation de la position nette Belge sera attribué à ce nœud.

3.1.7 Marge de fiabilité (MF)

Pour chaque ECR, une marge de fiabilité (MF) est définie afin de quantifier au moins l'incertitude du flux sur l'ECR. Par conséquent, la MF réduit la marge disponible (MD) de l'ECR, car une partie de la marge doit être réservée pour faire face aux incertitudes.

L'idée de base de la détermination d'une MF est de quantifier l'incertitude en comparant le modèle FB avec le modèle réseau observé en temps réel. Plus précisément, le cas de base, qui constitue la base du calcul des paramètres FB, est comparé à un point figé du système de transport le jour J correspondant. Un point figé est comme une photo instantanée 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 est illustrée dans la figure 1.

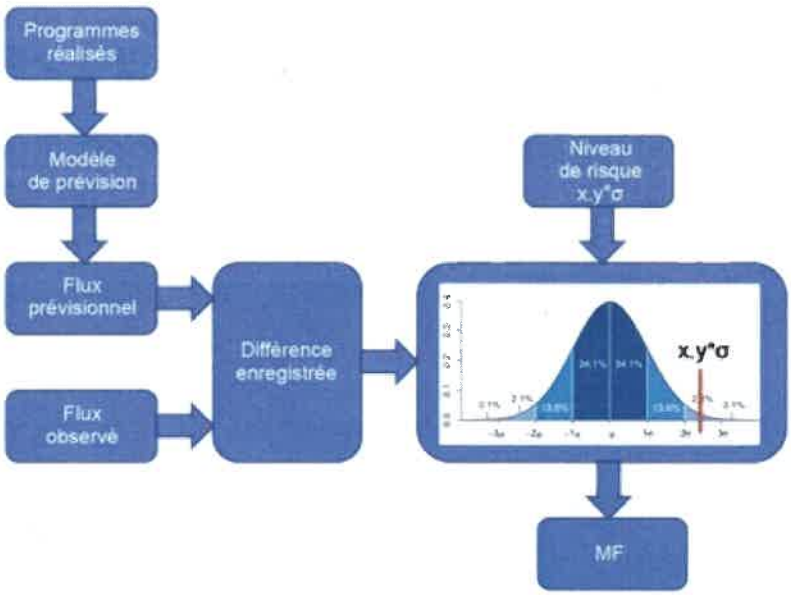

Figure 1 : principe d'évaluation de la MF

Les différences entre les flux observés et prédits 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 prédéfini[2], les valeurs de la MF 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 MF :

- écarts de flux dus aux réglages de fréquence / puissance effectués
- transactions externes (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 internes dans chaque zone de dépôt des offres
- incertitude dans les prévisions de production éolienne
- incertitude dans les prévisions de consommation
- incertitude dans la répartition de production
- hypothèses inhérentes à la clé de répartition de la variation de la production (CRVP)
- topologie
- application d'un modèle de réseau linéaire

Lorsque la MF a été calculée conformément à l'approche susmentionnée, les GRT peuvent appliquer un « ajustement opérationnel » avant toute mise en œuvre pratique dans leur définition de l'ECR. Cela s'explique par le fait que les GRT doivent rester critiques sur les valeurs de l'approche théorique pure et garantir que les paramètres ont un sens opérationnel. Pour quelque raison que ce soit (par exemple, un problème de qualité des données), il peut arriver que la « marge de fiabilité théorique » ne soit pas cohérente avec l'expérience du GRT sur un ECR spécifique. Dans ce cas, le GRT procédera à un ajustement.

Les différences entre les valeurs opérationnellement ajustées et théoriques doivent être systématiquement surveillées et justifiées, puis formalisées dans un compte-rendu dédié.

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

[2]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 MF à partir des données statistiques peut varier. Ce niveau de risque est une référence fixe que chaque GRT doit globalement respecter pour 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.

Le processus de calcul général de la MF peut alors être résumé comme sur la figure 2.

Figure 2 : processus de calcul de la MF

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

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

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

Étant donné que les valeurs de MF modélisent 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 MF implique une réévaluation régulière des valeurs de MF. Par conséquent, les GRT envisagent de redéfinir régulièrement et au moins une fois par an les valeurs de MF, en suivant les mêmes principes, mais en utilisant des données actualisées.

3.1.8 Contraintes externes (CE)

Outre les limites des ECR, d'autres limites spécifiques peuvent être nécessaires pour garantir une exploitation sécurisée du réseau. Les limites d'importation/exportation pour les zones de dépôt des offres déclarées par les GRT sont prises en compte en tant que contraintes « spéciales » afin de s'assurer que le fonctionnement du marché ne dépasse pas ces limites. Pour ces contraintes, l'expression « contraintes externes » a été décidée lors de la mise en œuvre de l'approche FB journalière dans la région CWE. Les lignes directrices du CACM définissent l'expression « contraintes d'allocation » comme « *les contraintes à respecter lors de l'allocation de capacité pour maintenir le réseau de transport dans les limites de sécurité d'exploitation et qui n'ont pas été traduites en capacité d'échange entre zones, ou les contraintes nécessaires pour accroître l'efficacité de l'allocation de capacité* ». Ces contraintes d'allocation sont un sur-ensemble des contraintes externes utilisées dans la région CWE, car elles peuvent également contenir d'autres contraintes telles que les contraintes de rampe des technologies HVDC. Pour le calcul de la capacité infra journalière dans la région CWE, l'utilisation de contraintes externes est considérée comme suffisante. Par conséquent, la terminologie respective sera utilisée dans le reste de ce document.

Les contraintes externes peuvent être utilisées pour deux raisons différentes. Tout d'abord, elles peuvent être justifiées si les résultats du marché au-delà de ces contraintes sont susceptibles d'entraîner des problèmes de stabilité. De tels problèmes de stabilité doivent être identifiés par le biais d'études de la dynamique du système. Deuxièmement, les contraintes externes peuvent éviter des résultats de marché qui sont trop éloignés des flux de référence et pourraient avoir un impact inattendu en raison d'erreurs de linéarisation. Cet aspect revêt une importance particulière lors de la mise en place de l'allocation FB, car de nouveaux modèles de flux peuvent survenir. La définition des contraintes externes incombe à chaque GRT. Il est important de comprendre que ces contraintes ne limitent pas les flux de transit.

Les GRT rappellent ici que ces contraintes ne sont pas nouvelles, puisqu'elles sont déjà appliquées avec succès dans le calcul de la capacité FB journalier. Étant donné que la physique derrière les contraintes externes reste la même quelle que soit la période de

temps du marché à l'étude, les mêmes contraintes sont appliquées lors de l'attribution infra journalière que lors de l'attribution journalière.

3.2 Calcul de la capacité infra journalière FB

3.2.1 Processus opérationnel

La figure 3 donne un aperçu du processus, divisé en plusieurs étapes. Chaque étape est décrite dans les paragraphes suivants.

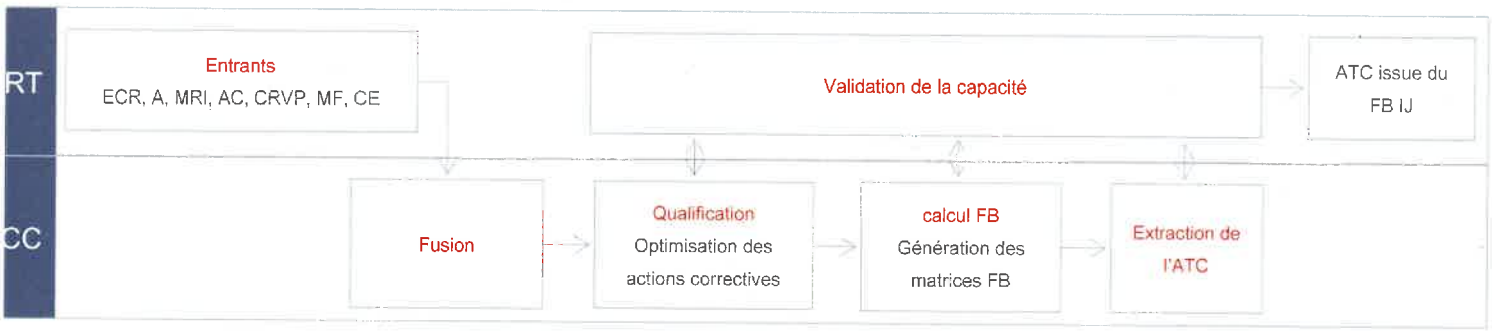

Figure 3 : processus opérationnel pour le CWE FB IJ.

3.2.2 Entrants

Le but de la phase « entrants » est de réunir toutes les données nécessaires décrites dans la section précédente. La responsabilité de la livraison et de la qualité des entrants incombe aux GRT.

3.2.3 Fusion

L'objectif du processus de « fusion » est de définir un ensemble commun de données reposant sur les données fournies par les GRT. Au cours de ce processus de fusion, des contrôles de qualité sont effectués.
Concernant le modèle de réseau, l'entité procédant à la fusion sera chargée de générer le modèle de réseau commun (MRC) reflétant les meilleures prévisions d'injections, de flux et de topologie d'Europe continentale au moment de la fusion.

Le processus de fusion donne lieu à un jeu de données commun et de qualité, qui sera utilisé au cours des étapes suivantes :

- liste commune des ECRA et paramètres associés (Fmax, MF...)
- liste commune des AC et de leurs conditions d'utilisation
- modèle de réseau commun
- fichier de CRVP fusionné

3.2.4 Qualification

L'objectif de la phase de qualification est en premier lieu d'inclure la capacité déjà allouée et en second lieu d'augmenter la capacité autour de celle déjà allouée.
Pour ce faire, un optimiseur par « branch-and-bound » est utilisé pour associer des actions correctives à des contraintes en créant une marge supplémentaire pouvant être proposée aux acteurs du marché. La politique de risque de chaque GRT doit être respectée au cours de cette association et l'impact des AC sur les ECRA doit également être évalué afin d'éviter les situations de réseau non sécurisées.

Les sortants de cette partie du processus sont les suivants :

- un ensemble coordonné d'actions correctives préventives
- un ensemble coordonné d'actions correctives curatives par aléa

3.2.5 Calcul FB

Le but du calcul FB est de fournir la matrice des coefficients d'influencement et des marges disponibles. Le calcul des paramètres FB est centralisé.

Les sortants du processus de calcul FB sont les suivants :

1. CI pour chaque zone de dépôt des offres de la zone CWE

Les CI sont calculés en faisant varier les échanges d'une zone en tenant compte de la CRVP pour cette même zone. Pour chaque variation de zone unique, l'effet sur le flux de chaque ECR est surveillé et 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 %).
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 par les CI.

2. Marge disponible pour chaque ECRA considéré (MD)

Comme le flux de référence (Fref) est le flux physique calculé à partir du cas de base commun, il reflète la charge de l'ECR. La formule est la suivante :
MD = Fmax - Fref - MF - VAF
Le calcul fournit la marge disponible pour chaque ECR. Cette MD est l'un des entrants des étapes suivantes du processus.

3. Liste des ECRA limitant le domaine

Tous les ECRA ne sont pas pertinents pour le marché, car seuls quelques-uns limitent les échanges. Le sous-processus de pré-résolution supprime les ECRA redondants pour créer le domaine pré-résolu.

4. Facteurs de répartition de la variation d'électricité (FRVE) pour un élément de réseau spécial

Ces FRVE représentent l'influence des éléments de réseau spéciaux sur les ECRA, comme les liaisons à courant continu entre zones dans une Région de Calcul de Capacité (RCC), qui peuvent être utilisés pour redistribuer les flux dans la région.

3.2.6 Validation de la capacité

Idéalement, de multiples calculs FB à échéance infra journalière devraient être effectués. Cependant, il n'existe actuellement qu'un seul calcul FB sans possibilité de réévaluer l'ATC IJ extraite pendant la journée. Par conséquent, avec les moyens actuels disponibles, les problèmes éventuels de sécurité d'approvisionnement pendant l'échéance infra journalière en raison d'un comportement imprévu du marché (par exemple, un changement de direction du marché) et/ou de changements drastiques au niveau du réseau (par exemple, perte d'un producteur / d'un câble HVDC) ne peuvent être évités et seront gérés comme des cas de force majeure. Cela peut entraîner l'application d'actions correctives supplémentaires coûteuses pour assurer la sécurité du réseau. La disponibilité de ces actions correctives ne doit pas être perçue comme évidente.

L'objectif de la validation est de vérifier si les domaines FB calculés sont considérés comme suffisamment sécurisés par rapport à la politique de risque du GRT. Par exemple, les GRT peuvent vérifier la tension/stabilité transitoire et effectuer des calculs de répartition en actif-réactif. Si les GRT identifient une contrainte, ils disposent de plusieurs instruments pour réduire les domaines FB ou ATC :

- fournir un ou plusieurs ECR supplémentaire(s) à prendre en compte
- modifier ou ajouter des contraintes externes
- utiliser la VAF sur un ECR spécifique
- mettre à jour la disponibilité des AC
- réduire les ATC

Le recours à l'un des instruments susmentionnés doit être surveillé et n'a pas vocation à élargir le domaine Flow Based ou ATC, qui deviendrait alors trop vaste et donc non sécurisé. Le sortant de ce processus est le domaine Flow Based modifié et/ou ATC modifié.

3.3 Sortants

Les sortants du calcul de la capacité FB pour l'échéance infra journalière peuvent être divisés en deux parties :

- un domaine FB résultant du calcul de la capacité,
- les ATC infra journalières extraites du domaine FB infra journalier, tant que l'allocation des capacités pour le marché infra journalier repose sur l'ATC.

Ces deux sortants sont présentés dans les deux sous-sections suivantes.

3.3.1 Domaine de capacité Flow Based

Les paramètres FB qui ont été calculés indiquent quelles positions nettes, compte tenu des ECR spécifiés par les GRT de la région CWE, peuvent être autorisées dans le cadre des échanges infra journaliers sans compromettre la sécurité du réseau. À ce titre, les paramètres FB peuvent faire office de contraintes dans l'allocation de la capacité entres les zones de dépôts des offres. Seules les contraintes FB qui sont les plus limitantes par rapport aux positions nettes doivent être respectées dans l'allocation de capacité : c'est-à-dire les contraintes non redondantes. Les contraintes redondantes sont identifiées et supprimées par les GRT par le biais dudit processus de pré-résolution. Cette étape de pré-résolution est illustrée schématiquement dans l'exemple bidimensionnel de la figure 4 ci-dessous.

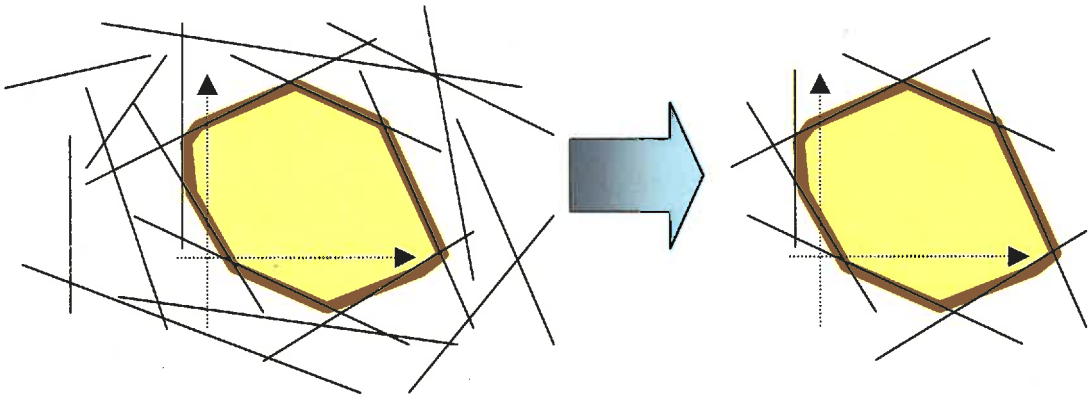

Figure 4 : illustration de l'étape de pré-résolution

Dans l'exemple bidimensionnel représenté sur la figure 4, chaque ligne droite du graphique reflète les paramètres FB d'un ECR. Une ligne indique pour un ECR spécifique la frontière entre les positions nettes autorisées et non autorisées : c'est-à-dire que 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 ECR et de compromettre la sécurité du réseau. À ce titre, les paramètres FB non redondants ou pré-résolus définissent le domaine de capacité FB indiqué par la région jaune, dans la figure bidimensionnelle ci-dessus.

3.3.2 ATC IJ

Comme décrit ci-dessus, la procédure suivante est une étape intermédiaire visant à rendre la méthode FB IJ compatible avec le processus d'allocation de la capacité en infra journalier. L'objectif est de calculer les valeurs d'ATC IJ déduites des paramètres FB. Les ATC IJ peuvent être considérées comme un modèle ATC coordonné du domaine de capacité FB. La méthode de calcul de l'ATC est la même que celle approuvée pour le calcul des ATC restants de l'échéance du FB journalier. Le résultat est un ensemble d'ATC par frontière et par direction.

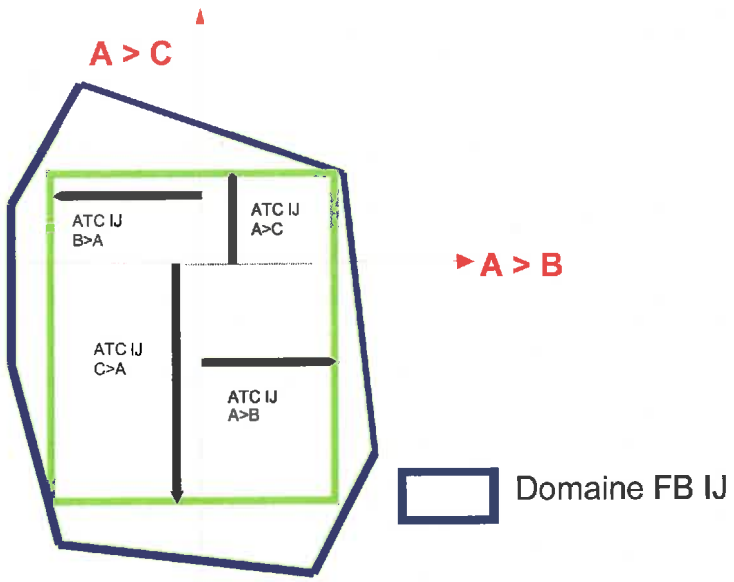

Figure 5 : illustration du calcul de la ATC IJ

Les paragraphes suivants décrivent les paramètres des entrants et sortants de ce sous-processus et expliquent la méthode itérative à l'aide d'un pseudo-code et d'un exemple de calcul.

Entrants

Excepté pour les deux jours de changement d'heure dans l'année, il existe 24 pas horaires par jour. Les entrants suivants sont requis pour chaque pas horaire :

- capacités déjà allouées
- paramètres FB pré-résolus

Sortants

Le calcul conduit aux sortants suivants pour chaque pas horaire :

- ATC infra journalière
- nombre d'itérations nécessaires au calcul de l'ATC IJ
- éléments présentant une marge nulle après le calcul de l'ATC IJ

Algorithme

Le calcul de l'ATC IJ est une procédure itérative. Tout d'abord, les marges disponibles (MD) des ECR pré-résolus doivent être ajustées par rapport aux positions nettes au moment du calcul. En d'autres termes, les nominations ΔID, correspondant aux nominations infra journalières entre la création du modèle de réseau pour le calcul de la capacité infra journalière et le pas horaire auquel les ATC sont calculés, doivent être reflétées dans le domaine FB. Cet ajustement s'effectue à l'aide de la variation de la position nette entre les pas horaires et les CI zone-zone de dépôt des offres correspondants.

Les marges qui en résultent servent de point de départ pour l'itération (étape i=0) et représentent un domaine FB actualisé à partir duquel le domaine ATC IJ est déterminé.

Les CI zone-zone (pCI_{z2z}) sont calculés à partir des CI zone-zone de dépôt des offres pré-résolus non anonymes (CI_{z2h}), où seuls les nombres positifs sont stockés[3] :

$$pCI_{z2z}(A > B) = \max(0, CI_{z2h}(A) - CI_{z2h}(B))$$

[3]Les CI négatifs déchargeraient les éléments critiques, ce qui ne peut pas être anticipé pour le calcul de l'ATC IJ.

avec $A,B = DE,FR,NL,BE$ pour le moment. Seuls les CI zone-zone des paires de zones de marché ayant une connexion directe sont nécessaires (par exemple, $pCI_{z2z}(DE > BE)$ ne sera utilisé qu'après la mise en service de la première interconnexion de ces zones de dépôt des offres).

La méthode itérative appliquée pour calculer les ATC IJ se résume aux actions suivantes pour chaque étape d'itération i :

1. Pour chaque ECRA, la marge restante est partagée en parts égales entre les frontières internes de la région CWE qui sont positivement influencées.
2. À partir de ces parts de marge, les échanges bilatéraux maximaux sont calculés en divisant chaque part par le CI zone-zone positif.
3. Les échanges bilatéraux sont actualisés en ajoutant les valeurs minimales obtenues sur tous les ECRA.
4. Les marges sur les ECRA sont mises à jour à l'aide des nouveaux échanges bilatéraux découlant de l'étape 3, puis l'on revient à l'étape 1.

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

Les ATC IJ résultantes prennent les valeurs qui ont été déterminées pour les échanges bilatéraux internes maximaux de la région CWE obtenus pendant l'itération et après arrondissement par défaut à la valeur entière.

Après l'exécution de l'algorithme, il reste des ECR sans marge disponible restante. Ce sont les éléments restrictifs du calcul de l'ATC IJ.

Le calcul du domaine ATC IJ peut être décrit avec précision grâce au pseudo-code suivant :

```
Tant que max(abs(marge(i + 1) - marge(i)) > ATCIJ_CritèreArrêt
        Pour chaque ECR
                Pour chaque entrée non nulle dans la matrice pCI_z2z
                        HausseEchangeBilMax= marge(i)/NbParts/pCI_z2z
                        EchangeBilMax = EchangeBilMax + HausseEchangeBilMax
                Fin pour
        Fin pour
        Pour chaque Contrat
                EchangeBilMax = min(EchangesBilMax)
        Fin pour
        Pour chaque ECR
                marge(i + 1) = marge(i) - pCI_z2z * EchangeBilMax
        Fin pour
Fin de Tant que
ATC_IJ = Entier(EchangesBilMax)
```

Paramètres configurables :

- ATCIJ_CritèreArrêt (critère d'arrêt) ; la valeur recommandée est 1.E-3.
- NbParts (nombre de frontières commerciales internes de la région CWE) ; la valeur actuelle est 4.

Cas spéciaux

Si la capacité déjà allouée n'est pas incluse dans le domaine FB, l'algorithme de couverture du point de couplage du marché est utilisé pour inclure la capacité déjà allouée. L'algorithme d'extraction de la capacité peut ensuite être exécuté. L'inclusion automatique de point de couplage sera surveillée car elle pourrait entraîner la mise en œuvre potentielle de mesures additionnelles en temps réel.

3.4 Fourniture des ATC IJ pour l'attribution

Après le processus de validation, les GRT fournissent la capacité à la plateforme d'allocation de la frontière.

4 Procédures de sauvegarde

La procédure de sauvegarde doit être fiable pour veiller à ce que de capacité soit toujours fournie aux acteurs du marché. Si le processus échoue, la dernière capacité calculée sera fournie à la plateforme d'allocation. Par exemple, si le calcul de la capacité infra journalière échoue, les GRT fourniront aux plateformes d'allocation la capacité journalière non allouée.

5 Transparence

Le niveau de transparence du processus sera au moins égal à la transparence décidée pour le processus journalier de la région CWE.