



**MODELE GENERAL DE CALCUL DE LA CAPACITE DE TRANSFERT TOTALE
ET DE LA MARGE DE FIABILITE DE TRANSPORT**

**MODELE APPLICABLE AUX FRONTIERES BELGES
POUR LES CAPACITES ANNUELLES ET MENSUELLES**

Table des matières

1. Introduction.....	3
2. Hypothèses relatives à la marge de fiabilité	4
3. Calcul de la capacité de transfert totale (TTC)	5
3.1. Hypothèses.....	5
3.2. Calcul des capacités	6
3.3. Harmonisation des capacités	7
ANNEXE – Exemple de capacité de transfert totale annuelle pour 2010	8

1. Introduction

Le présent document décrit la méthode utilisée pour le calcul des capacités de transfert annuelles et mensuelles (NTC, Net Transfer Capacity) aux frontières nord et sud de la Belgique. Les hypothèses relatives à la marge de fiabilité liée sont également expliquées. La répartition de la capacité entre les différents horizons temporels (année, mois, jour), l'allocation de la capacité et la manière dont elle est utilisée sortent du cadre de ce document.

Le concept de capacité de transfert demande l'explication préalable de certains concepts :

- **Total Transfer Capacity (TTC)** : la capacité maximale ou capacité de transfert totale disponible pour l'échange d'électricité entre les réseaux de zones géographiques contiguës, sans que la sécurité du réseau ne soit mise en danger, et sous réserve de faits ou nouvelles informations communiqués au gestionnaire de réseau par les acteurs du marché ou par d'autres gestionnaires de réseau. Cette sécurité implique également qu'un incident « N-1 » soit couvert. En d'autres termes, en cas de perte imprévue d'un élément important du réseau, cette capacité de transfert peut toujours être réalisée.
- **Transmission Reliability Margin (TRM)** : la réserve minimale ou la marge de fiabilité de transport dont le gestionnaire de réseau doit disposer sur les lignes de transport pour pouvoir, le cas échéant, aider d'autres pays avec lesquels son réseau est directement ou indirectement lié ou pour pouvoir être aidé par ces mêmes pays.
- **Net Transfer Capacity (NTC)** : la capacité disponible pour les transactions commerciales. Cette capacité équivaut à la capacité de transfert totale diminuée de la marge de fiabilité de transport ou : $NTC = TTC - TRM$.

Pour calculer la capacité de transfert, diverses hypothèses doivent être considérées pour pouvoir simuler des situations de réseau réalistes qui peuvent conduire à la capacité disponible. Ces hypothèses résultent de l'analyse de situations historiques du réseau et de l'estimation de la probabilité que ces situations se reproduisent au cours de la période considérée.

Outre ces situations historiques (de référence), il est important d'adopter des hypothèses concernant la variabilité du comportement des loop flows notamment. Pour que cette capacité soit réalisable pendant 100% de la période, ces hypothèses doivent se baser sur les conditions les moins optimales. La capacité sera donc plus importante par conditions favorables. Cela explique pourquoi la capacité (annuelle) sera supérieure à la capacité minimale réalisable pendant un pourcentage important de la période (voir exemple en annexe).

Les éléments suivants peuvent également avoir un impact, plus ou moins important, sur la capacité de transfert (belge) :

- Saison : en été, la capacité thermique des éléments de transport est réduite.
- Mises hors service des éléments du réseau et de la production pour réaliser des travaux sur le réseau électrique ou le parc de production (maintenance/travaux centrales/ transport).
- Échanges entre la France et l'Angleterre via le câble HVDC.

Au sein de la région CWE (Central West Europe), le calcul de la capacité annuelle et mensuelle se déroule depuis 2008 de manière coordonnée entre tous les GRT (gestionnaires de réseau de transport) des pays de la région CWE. Cette méthode comprend les étapes suivantes :

1. Hypothèses : les GRT de la région CWE s'accordent sur la situation de réseau devant servir de référence pour le calcul de la capacité. La situation de référence est différente selon qu'il s'agit du calcul de la capacité annuelle ou mensuelle. Cette situation de référence contient des hypothèses quant au comportement du marché (production, prélèvement et import/export) et à la topologie du réseau (sans mises hors service). Outre cette situation de référence, les GRT s'accordent également sur une liste de mises hors service d'éléments de réseau importants (centrales de production et éléments de transport) pour la période considérée.
2. Calcul des capacités : chaque GRT de la région CWE analyse ces mises hors service et détermine, sur la base de son expérience propre, quelles sont les configurations les plus critiques pour sa zone. La situation de réseau de référence est adaptée en fonction de ces informations, et la capacité admissible est calculée. Pour ce faire, le fonctionnement du marché entre deux pays est simulé et l'impact sur les flux physiques est vérifié. Il est ici chaque fois tenu compte de la perte de d'un élément du réseau (incident N-1), étant donné que la sécurité du réseau doit rester garantie dans toutes les situations N-1.
3. Coordination des capacités : une coordination bilatérale (deux GRT contigus) est suivie par une coordination entre les GRT de la région CWE. Une valeur de capacité finale est ensuite obtenue sur cette base.

Les processus utilisés pour le calcul de la capacité annuelle et de la capacité mensuelle sont grosso modo les mêmes. Le calcul de la capacité mensuelle implique toutefois une application plus rapide du processus et l'utilisation d'informations plus récentes concernant le fonctionnement du marché et les mises hors service.

2. Hypothèses relatives à la marge de fiabilité

La marge de fiabilité, ou TRM, est une capacité de 250 MW qu'Elia réserve sur chaque frontière et dans chaque direction pour l'aide internationale mutuelle dans le cadre des règles d'exploitation d'ENTSO-E¹. Si une ou plusieurs unités de production d'un ou de plusieurs pays déclencheraient de manière imprévue, le déficit de production qui en résulterait serait immédiatement compensé par une augmentation de la production dans les centrales de tous les autres pays interconnectés. La réserve TRM permet de transporter cette énergie à travers le réseau belge et les autres réseaux européens. Les réserves inter-GRT déterminées contractuellement sont fixées à 250 MW par frontière dans les deux directions. Pour pouvoir garantir ces réserves à tout moment, le TRM est fixé à l'aide de la même valeur.

¹ « Technical guidelines for Net Transfer Capacity determination », ENTSO-E, mars 2004

3. Calcul de la capacité de transfert totale (TTC)

3.1. Hypothèses

Fichiers de base de la région CWE

Une situation de réseau historique est choisie au sein de la région CWE comme base pour le calcul de la capacité des GRT concernés. Cette situation de réseau historique est disponible sous la forme d'un fichier (format DACF) comprenant des informations sur la topologie du réseau, le parc de production, la charge et l'import/export par zone.

Le « fichier DACF de référence » ENTSO-E sert de base pour le calcul des capacités annuelles. Ce fichier de référence est harmonisé chaque année au sein d'ENTSO-E et contient des informations sur une journée représentative de l'année précédente avec un réseau complet sans mises hors service. Il existe un tel fichier pour la période estivale et un pour la période hivernale. Les capacités mensuelles sont calculées à l'aide du fichier DACF d'une journée représentative du mois qui précède le mois pour lequel les capacités sont calculées. Il s'agit en principe du premier mercredi du mois, sauf si cette journée n'est pas représentative (s'il s'agit d'un congé par exemple).

Outre ces fichiers de base, une liste avec deux parcs de production est disponible. Un parc avec une importante production éolienne et un parc avec une faible production éolienne. Cette liste permet de simuler l'impact de la grande variabilité de la production éolienne sur les flux physiques.

Mises hors service dans la région CWE

Les GRT de la région CWE s'accordent sur une liste de mises hors service importantes pour la période considérée qui ont un impact sur une ou plusieurs frontières. Ces situations sont établies par frontière et par direction. Chaque GRT détermine lui-même les situations qu'il analyse, en fonction de son expérience, et peut de cette manière adapter la topologie du fichier de base.

Loop flows

Les loop flows sont des flux physiques aux frontières, qui sont causés d'une part par les transactions commerciales entre deux zones de prix et d'autre part par la topologie du parc de production de la zone de prix concernée ou contigüe. En d'autres termes, les loop flows sont des flux sur une frontière d'une zone, qui ne sont pas la conséquence d'une importation ou d'une exportation de cette zone. Étant donné que le réseau belge est fortement interconnecté au réseau européen, de tels loop flows ont un impact important sur la capacité.

La présence de transformateurs déphaseurs sur le réseau belge permet de mieux gérer les flux. Les valeurs de 1000 MW dans le sens sud-nord et 1200 MW dans le sens nord-sud sont dès lors reprises dans les hypothèses comme loop flows maximums.

Câble IFA

Outre les bilans import/export des pays européens qui déterminent les flux passant par la Belgique, le comportement du marché entre la France et le Royaume-Uni via le **câble IFA** a également un impact direct sur les valeurs de capacité belges en raison de la situation du câble.

Parc de production

Pour effectuer une simulation de la puissance fournie, un parc de production pour une certaine zone doit être augmenté ou diminué en fonction de la direction. Cette opération est réalisée à l'aide d'une transformation homothétique, ou « power shift », du parc de production.

Exemple : pour la direction France→Belgique, on simule une augmentation de la puissance produite en France de 100 MW et une diminution en Belgique de 100 MW.

Situation N-1

Une situation N-1 est un incident possible (ex. panne d'une centrale) auquel la capacité calculée doit pouvoir résister (la capacité est « couverte N-1 »). Chaque GRT décide sur la base des connaissances de son propre réseau quels incidents N-1 doivent être simulés. Il s'agit là d'une obligation découlant des règles d'exploitation d'ENTSO-E.

3.2. Calcul des capacités

Comme décrit ci-dessus, les fichiers de base servent de référence au calcul de toutes les capacités. Ils sont adaptés en fonction des différentes hypothèses. Selon les hypothèses, les fichiers sont configurés de manière à obtenir un ou plusieurs fichiers par capacité à calculer et par direction. Les hypothèses sont modélisées comme suit pour la Belgique :

1. Echanges France – Royaume-Uni :
Lors du calcul d'une capacité nord-sud, un échange de 1500 MW est supposé dans la direction FR→UK. Dans un calcul sud-nord, l'hypothèse est de 1500 MW dans le sens UK→FR. Cela reste de toute façon inférieur à la capacité maximale de 2000 MW dans les deux directions. Cette hypothèse a été convenue avec le gestionnaire de réseau français sur la base d'analyses statistiques.
2. Les mises hors service sélectionnées (tant d'éléments du réseau que du parc de production) ont été ajoutées. Ces situations peuvent également varier pour chaque direction et frontière.
3. L'annulation des nominations internationales de la Belgique aux deux frontières permet d'obtenir un bilan nul pour la Belgique. Cette annulation est réalisée par une transformation homothétique d'une part du parc de production français et belge et d'autre part du parc de production belge et néerlandais. Attention ! Une annulation à une frontière peut parfois s'avérer trop contraignante pour le calcul d'une capacité à une autre frontière. Il est dès lors possible, selon la situation du marché, de tout de même conserver une nomination sur cette frontière (par ex. conservation de la nomination dans le sens BE→NL pour le calcul d'une capacité dans la direction FR→BE.)
4. Si les flux qui passent maintenant par les frontières sont supérieurs aux valeurs maximales (maximales) acceptées pour les loop flows, ces flux doivent être réduits. Pour ce faire, les positions des plots des transformateurs déphaseurs doivent être adaptées. Si les flux sont inférieurs aux valeurs maximales, ils peuvent être augmentés par l'adaptation des échanges entre l'Espagne et le Danemark. Une telle transaction a toutefois un impact de 25% à 30% sur les loop flows belges sans que le parc de production situé à proximité directe de la Belgique ne soit affecté.

Après cette phase préparatoire, plusieurs fichiers de calcul sont disponibles par frontière et par direction, selon le nombre de scénarios à analyser. Chaque fichier est soumis à une analyse de capacité.

Cette analyse de capacité est une transformation homothétique progressive des parcs de production ou de la charge représentative pour la frontière concernée. Le parc de production d'une zone est progressivement augmenté (ou la charge est réduite), tandis que le parc de production de l'autre zone est progressivement réduit (ou la charge est augmentée). Autrement dit, une zone va davantage exporter alors que l'autre zone importera le même volume. Ce power shift progressif se poursuit jusqu'au moment où les flux physiques, qui sont la conséquence de cette transaction, surchargent un élément du réseau 380/220 kV. Cette opération est réalisée à l'aide d'un optimiseur qui permet de simuler l'effet du fonctionnement du marché sur la sécurité du réseau via une méthode basée sur les flux. Cette simulation est réalisée à l'aide d'une liste établie d'incidents N-1. L'on obtient de cette manière une capacité maximum pour une certaine frontière dans une certaine direction, réalisable pour la période considérée.

Si le power shift provoque une congestion interne, toutes les solutions possibles sont analysées et testées afin de lever ce facteur limitatif. Ces solutions peuvent être des modifications topologiques ou des mesures de redispatching.

Quelques exemples concernant le capacité dans la direction sud-nord (FR→BE & BE→NL) :

- Augmentation de la production dans la zone de RUIEN en cas de surcharge des transformateurs dans les zones de RUIEN et/ou d'IZEGEM.
- Fermeture des jeux de barres dans la zone de DOEL en cas de surcharge sur les lignes DOEL-MERCATOR.
- Augmentation de la production dans la zone d'ANVERS en cas de surcharge des transformateurs dans la zone de ZANDVLIET.
- Ouverture d'un jeu de barres dans la zone d'AUBANGE en cas de surcharge sur la ligne AUBANGE-MOULAIN.

Exemples concernant la capacité dans la direction nord-sud (NL→BE & BE→FR)

- Réduction de la production dans la zone de COO en cas de surcharge sur la ligne AUBANGE-MOULAIN.
- Coupure de la ligne AUBANGE-MOULAIN si la réduction de la production dans la zone de COO n'est pas suffisante.

3.3. Harmonisation des capacités

Dans un premier temps, deux GRT voisins comparent leurs résultats respectifs. Si les valeurs sont différentes, des solutions communes sont examinées afin d'augmenter la valeur la plus basse. Si cela n'est pas possible, la valeur la plus basse reste d'application pour les deux GRT.

Dans un deuxième temps, les valeurs de capacité bilatérales sont mises à disposition de tous les GRT de la région CWE. Les GRT analysent la robustesse des NTC sur d'autres frontières par rapport aux NTC calculées à leurs propres frontières. Le cas échéant, les capacités peuvent être revues de cette manière. Exemple : une capacité élevée à la frontière France-Allemagne peut engendrer des risques pour la sécurité du réseau belge.

Après cette étape, les valeurs définitives pour la capacité de transfert totale sont disponibles. En soustrayant de ces valeurs la marge de fiabilité, l'on obtient les NTC qui peuvent être négociées commercialement.

ANNEXE – Exemple de capacité de transfert totale annuelle pour 2010

Cette partie du document illustre la méthode décrite

Direction	TTC	NTC	GRT limitant + Mise(s) hors service critiques + Période
FR→BE	1950 MW (100% de la période)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 1700 MW 100% de la période ➤ 1800 MW 95% de la période ➤ 2000 MW 90% de la période 	Elia : PST Zandvliet (1/04/2010-16/07/2010) + 400 kV Avelgem-Avelin (W18-19)
BE→FR	1050 MW	800 MW	RTE : Vigy-Uchtelfangen (W36-38)
NL↔BE	1080 MW (100% de la période)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 830 MW 100% de la période ➤ 1128 MW 95% de la période ➤ 1219 MW 90% de la période 	Elia : PST Zandvliet (1/04/2010-16/07/2010)