# CALCUL DES CAPACITES D'ECHANGES TRANSFRONTALIERS D'ENERGIE ELECTRIQUE : METHODOLOGIE COMMUNE APPLIQUEE PAR RTE AUX DIVERS HORIZONS PREVISIONNELS

## PLURIANNUEL, ANNUEL, MENSUEL, HEBDOMADAIRE, J-2 et J-1

Version du 21/05/2010

25 pages

**OBJET DU DOCUMENT** ..... **3**
**INTRODUCTION** ..... **3**
**1. PREAMBULE – Définitions et notions sur les coefficients d'influencement** ..... **3**
1.1. Définitions ..... 3
1.2. Coefficient d'influencement ..... 6
**2. METHODE GENERALE - Principes** ..... **7**
2.1. Principes de base ..... 7
2.2. Principe de détermination des TRM ..... 7
2.3. Principe de détermination des coefficients d'influencement ..... 8
2.4. Calculs des TTC, NTC et ATC ..... 9
2.5. Schéma récapitulatif des différentes étapes du calcul des capacités ..... 12
**3. METHODE GENERALE – Calculs aux différents horizons** ..... **13**
3.1. Pluriannuel ..... 13
3.2. Annuel, mensuel et hebdomadaire ..... 14
3.3. J-2 ..... 15
3.4. J-1 ..... 17
3.5. Tableau récapitulatif des hypothèses prises en compte pour les calculs des capacités aux différents horizons ..... 18
**4. METHODE ADOPTEE – Situation sur chacune des frontières** ..... **20**
4.1. Situation de référence – Hypothèses sur les échanges pour les calculs des capacités d'export ..... 20
4.2. Détermination des capacités aux différentes échéances – Export ..... 21
4.3. Situation de référence - Import ..... 23
4.4. Détermination des capacités aux différentes échéances - Import ..... 24

## OBJET DU DOCUMENT

En application de l'article 5 du règlement européen n° 1228/2003 (qui sera remplacé en 2011 par le règlement européen n°714/2009) du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et de l'article 30-I du décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006 modifié, approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité RTE doit établir et publier la méthodologie de calculs de capacités totales de transfert transfrontalier et des marges de sécurité.

Le présent document définit les règles de calcul des capacités et des marges de sécurité appliquées par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité aux interconnexions électriques pour assurer la sécurité du réseau à partir des caractéristiques électriques et physiques des ouvrages le constituant et des prévisions d'injection et de consommation sur les différents nœuds du réseau.

Ces règles ont été approuvées par la Commission de régulation de l'énergie par une délibération en date du xx 06 2010.

## INTRODUCTION

Afin d'assurer la cohérence dans le temps des calculs des capacités, une méthodologie harmonisée de calcul des capacités d'échanges transfrontaliers a été adoptée aux divers horizons d'études depuis le pluriannuel jusqu'à l'infra-journalier. Cette méthodologie, ainsi que son application concrète dans le cadre du calcul des capacités sur les frontières du Bloc Est (Belgique, Allemagne, Suisse et Italie), sur l'Espagne et sur l'Angleterre sont explicitées dans les chapitres ci-dessous.

## 1. PREAMBULE – DEFINITIONS ET NOTIONS SUR LES COEFFICIENTS D'INFLUENCEMENT

### 1.1. DEFINITIONS

Certains termes utilisés couramment au sujet du calcul des capacités sont détaillés ci-dessous. Ces définitions sont en phase avec la documentation publiée par l'ENTSO-E [1] ainsi qu'avec les définitions issues de l'article 9 du cahier des charges de concession du Réseau Public de Transport français. :

AAC (*Already Allocated Capacity – Capacité Déjà Allouée*) : le niveau de droits de transmission déjà alloué en lien avec la méthode d'allocation.

Allocation : processus de mise en vente des droits de transfert sur les interconnexions.

[1] « *Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets* » – rapport final avril 2001.

ATC (*Available Transmission Capacity – Capacité Disponible de Transfert*) : représente la portion de NTC qui reste disponible après chaque phase d'allocation pour des activités commerciales futures. L'ATC est définie par l'équation suivante : *ATC = NTC- AAC*

Bloc Est : ensemble des frontières de la façade orientale de la France, c'est-à-dire les frontières avec la Belgique, l'Allemagne, la Suisse et l'Italie.

Branche critique : les branches critiques sont les ouvrages internes au réseau de RTE et/ou transfrontaliers susceptibles d'être en contrainte[2] en situation normale ou après simulation de pertes d'ouvrages du réseau[3], et dont les flux sont notablement impactés par les échanges aux interconnexions. De ce fait, la liste des branches critiques n'est pas figée a priori.

Capacité physique : transit maximum que peut admettre physiquement un ouvrage.

Congestion (sur un ouvrage) : situation où le flux physique sur un ouvrage est supérieur au Flux Maximum Admissible.

Contrat TSO-TSO (contrat de secours d'urgence): contrat avec un GRT voisin permettant de mettre en commun une réserve d'énergie pour faire face à des aléas sur le réseau de transport.

Countertrading : consiste à mettre en place un échange d'énergie complémentaire entre deux hubs dans le but de réduire le transit sur un ouvrage contraint du réseau ou sur un ouvrage d'interconnexion. Pour réaliser cet échange, chaque GRT fait appel aux offres d'ajustements disponibles dans leur hub respectif selon la préséance économique.

CWE (Central Western Europe) : initiative régionale lancée par les régulateurs avec l'objectif final de création d'un marché européen unique de l'électricité. Cette initiative regroupe la Belgique, la France, l'Allemagne, les Pays-Bas et le Luxembourg.

D-2CF (Day - 2 Congestion Forecast) : ensemble de données constituant la meilleure estimation disponible deux jours à l'avance de la situation du réseau (production, consommation, disponibilité du réseau, topologie…) sur chaque pays.

DACF (*Day Ahead Congestion Forecast*) : ensemble des données constituant la meilleure estimation disponible, la veille pour le lendemain, de la situation du réseau (production, consommation, disponibilité du réseau, topologie…) sur chaque pays.

Ecarts de réglage : écarts entre la somme des programmes commerciaux et la somme des flux physiques effectivement réalisés.

[2] Une branche critique est en contrainte si le flux sur cette branche critique est supérieur ou égal au flux maximal autorisé.

[3] Cela consiste à simuler le transit sur les branches critiques dans une configuration réseau en mode dégradé, avec un ouvrage supplémentaire hors tension (i.e. : ligne très haute tension, transformateur…)

Echange commercial : transaction d'énergie entre deux hubs distincts via le réseau de transport d'électricité. Cet échange commercial se décompose en flux physiques sur les ouvrages du réseau de transport.

Flux physique : flux d'énergie observé sur les ouvrages du réseau

Flux Maximum Admissible en Permanence : Flux maximum sur un ouvrage du réseau permettant une gestion du réseau de transport d'électricité en respectant les règles de sûreté en vigueur.

GRT : Gestionnaire de Réseau de Transport (TSO en anglais)

Heures creuses : représentent la période de la journée au cours de laquelle la consommation d'électricité nationale est la plus faible. Ces heures creuses couvrent la période de 0h à 7h dans les calculs des capacités.

Heures pleines : représentent la période de la journée au cours de laquelle la consommation d'électricité nationale est la plus importante. Ces heures pleines couvrent la période de 7h à 24h dans les calculs des capacités.

ITL (« Intraday Transfer Limit ») : NTC calculée en J-1 pour l'infra-journalier sur la frontière France-Angleterre.

Marge physique : différence entre le flux physique sur un ouvrage du réseau et le flux maximum admissible en permanence.

Netting : prise en compte des nominations sur une interconnexion, dans les deux sens, afin de proposer aux acteurs de marché toute la capacité effectivement disponible et d'optimiser ainsi l'utilisation de l'interconnexion considérée.

NTC (*Net Transfer Capacity – Capacité Nette de Transfert*) : représente le programme d'échange maximum (en MW) entre deux zones de réglages (« control area ») compatible avec les règles de sécurité opérationnelles applicables[4] dans toutes les zones de réglage de la zone synchronisée et tenant compte des incertitudes techniques liées aux conditions futures du réseau.
La NTC est définie de la manière suivante : NTC = TTC – TRM[5].

Ouvrage du réseau : élément constitutif du réseau de transport d'électricité qui peut être une ligne, un jeu de barres dans un poste électrique, un transformateur, un transformateur-déphaseur…

Redispatching : consiste à modifier le plan de production local (interne à un hub) afin de réduire le transit sur un ouvrage contraint du réseau ou sur un ouvrage d'interconnexion.

[4] Ces règles sont explicitées dans la policy 3 ENTSO-E : http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/oh/Policy3_final.pdf et dans le « mémento de la sûreté du système électrique » et plus précisément l'article 2.3 : http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/publications-annuelles/memento_surete_2004_complet_.pdf

[5] Voir définition de la TRM ci-dessous.

Réglage Fréquence Puissance : système de commande permettant de gérer la fréquence de manière efficace (impliquant toutes les unités de production) sur le territoire français.

Réseau complet : représente la situation réseau où tous les ouvrages du réseau de transport présents sont sous tension.

TRM (*Transmission Reliability Margin – Marge de Fiabilité*) : représente la marge de sécurité nécessaire pour tenir compte des incertitudes liées au calcul des TTC[6] venant des :

- déviations de flux physiques résultant du fonctionnement propre du réglage fréquence-puissance,
- échanges d'urgence entre GRT (contrat TSO-TSO) afin de répondre aux situations inattendues de déséquilibre en temps réel.
- Incertitudes de calculs, i.e. collecte de données et mesures

Topologie : configuration à un instant donné de l'ensemble des ouvrages constituant le réseau électrique.

TTC (*Total Transfer Capacity – Capacité Totale de Transfert*) : représente le programme d'échange maximum (en MW) entre deux zones de réglages (« control area ») compatible avec les règles de sécurité opérationnelles appliquées dans chaque système (i.e. GridCodes) dans le cas où les conditions futures du réseau, des plans de production et de consommation sont parfaitement connues à l'avance.

TTF (Technical Task Force) : groupe de travail mis en place suite à la coupure électrique de l'Italie en 2003 réunissant le gestionnaire de réseau de transport italien et les gestionnaires de réseau de transport voisins de l'Italie (France, Suisse, Autriche, Slovénie). Les objectifs de ce groupe de travail sont de mettre en place des procédures et échanges d'informations permettant d'améliorer la sécurité d'alimentation de l'Italie et notamment l'organisation des activités liées à la gestion des ouvrages influençant les flux proches des frontières italiennes, notamment

- la planification des retraits des ouvrages des réseaux
- le calcul des capacités sur les interconnexions italiennes…

### 1.2. COEFFICIENT D'INFLUENCEMENT

Le coefficient d'influencement d'un échange (ou d'un moyen de production) sur une branche critique donnée représente l'impact d'un volume d'échanges supplémentaires dans une direction donnée (ou d'une variation de production), sur la branche critique considérée. Ce coefficient est exprimé en pourcentage. Ainsi, dire qu'un échange d'un pays A vers un pays B a un coefficient influencement de +10% sur une ligne revient à dire que 100 MW d'échanges d'un pays A vers un pays B augmentent de 10 MW le transit sur la ligne considérée.
Les coefficients d'influencement d'un échange commercial sur un ouvrage varient au cours du temps en fonction du plan de production et de la topologie du réseau. De ce fait, ces derniers sont variables dans le temps et sont systématiquement recalculés à partir des situations de référence estimées (topologie, production…). Ces situations de référence sont détaillées dans le chapitre « 3. METHODE GENERALE – Calculs aux différents horizons ».

[6] Voir définition de la TTC ci-dessous

# 2.METHODE GENERALE - PRINCIPES

## 2.1. PRINCIPES DE BASE

Les principes de base du calcul des capacités d'échanges (commerciales) d'énergie électrique sont :

- d'évaluer les marges physiques restantes sur les ouvrages du réseau de transport, à réseau complet ou suite à la simulation de la perte d'un ouvrage du réseau de transport. Pour cela, il est nécessaire de définir une situation de départ, appelée situation de référence.
- de répartir équitablement ces marges physiques sur l'ensemble des frontières influençant le transit sur un ouvrage du réseau.

Les capacités commerciales sur chaque frontière sont ensuite calculées par la répartition des marges physiques et l'application des coefficients d'influencement des échanges sur les branches critiques du réseau comme détaillés dans l'article « 2.4. Calculs des TTC, NTC et ATC ». Par conséquent, ces capacités commerciales dépendent fortement des hypothèses faites sur le réseau, que ce soit :

- la répartition de la production
- la répartition de la consommation
- la topologie du réseau
- les échanges estimés sur les frontières.

Ces capacités mises à la disposition des acteurs de marché tiennent compte de la TRM. Les valeurs de TRM sont déterminées pour chaque frontière et sont les mêmes pour tous les cycles d'études (du pluriannuel à l'infra-journalier) comme détaillé dans l'article « 2.2. Principe de détermination des TRM ».

## 2.2. PRINCIPE DE DETERMINATION DES TRM

**Détermination de la TRM sur les frontières du Bloc Est**

Dans le cadre du calcul de la NTC sur l'ensemble des frontières du Bloc Est, RTE définit une TRM valable dans les deux sens dont les objectifs sont :

- de se prémunir des conséquences des écarts de réglage notamment en cas de perte d'un groupe à l'étranger ou en France (fonctionnement du réglage primaire de fréquence).
- de permettre le passage d'au moins un contrat TSO-TSO dans le sens des imports et des exports.

Afin de remplir ces deux objectifs, la TRM totale définie par RTE, sur le Bloc Est, a été fixée à 600 MW. Ce volume, à répartir sur les différentes frontières de la zone, repose sur les deux couvertures suivantes :

- RTE se couvre à hauteur de 50% des écarts de réglage[7] avec les frontières du Bloc Est, soit 300MW.
- RTE se couvre de l'activation d'un contrat TSO-TSO moyen, soit 300MW.[8]

[7] Cette couverture à hauteur de 50% des écarts de réglage est acceptable notamment en raison de l'existence de la seconde composante de la TRM liée à l'activation de contrat TSO-TSO.

[8] Pour rappel, RTE dispose de contrats TSO-TSO avec la Belgique (250 MW), l'Allemagne (150 MW), la Suisse (400 MW) et l'Italie (300 MW).

Afin de définir la répartition de cette TRM sur les frontières du Bloc Est, RTE prend en compte la sensibilité de chaque frontière au fonctionnement du réglage fréquence-puissance.
De ce point de vue, il est souhaitable de retenir une marge plus importante sur la frontière avec la Belgique compte-tenu de la plus grande sensibilité au réglage fréquence-puissance des échanges avec ce pays. En effet, la Belgique dispose de groupes de taille unitaire importante (1000 MW) dont la perte augmente d'un volume quasiment équivalent la puissance importée en Belgique. Cette augmentation se répartit uniquement sur les deux frontières de la Belgique (avec la France et les Pays-Bas), soit une augmentation de l'ordre de 500 MW par frontière.
La situation est très différente pour les frontières avec l'Allemagne, la Suisse ou l'Italie. En effet ces pays disposent de multiples interconnexions avec de nombreux pays qui limitent les variations des flux sur les frontières dues au réglage fréquence-puissance.

La TRM de 600 MW est, en conséquence, répartie sur les frontières du Bloc Est de la manière suivante :

- 250 MW sur la Belgique
- 150 MW sur l'Allemagne
- 100 MW sur la Suisse et l'Italie.

**Détermination de la TRM sur la frontière avec l'Angleterre**
La TRM prise en compte pour l'interconnexion avec l'Angleterre est, quant à elle, nulle car la liaison est exclusivement constituée d'une ligne à courant continu sur laquelle le réglage fréquence-puissance n'a pas d'impact.

**Détermination de la TRM sur la frontière avec l'Espagne**
Pour la frontière avec l'Espagne, le principe de détermination de la TRM repose également sur la définition de l'ENTSO-E. De ce fait, comme il n'existe pas de contrat de secours mutuel sur cette frontière, seules sont prises en compte les déviations physiques (par rapport aux programmes commerciaux) détectées et dues au réglage fréquence-puissance. De par sa nature de péninsule électrique, sur laquelle les flux sont indépendants des échanges existants sur toutes les autres frontières, il s'avère nécessaire de couvrir la grande majorité des cas d'écarts de réglage sur la frontière.
Ainsi une méthodologie spécifique consistant à couvrir 90 % des écarts de réglages détectés a été mise en place. Cette couverture ne permet pas la prise en compte des cas extrêmes d'écarts sur les déviations physiques. Toutefois, RTE accepte cette prise de risque pour les raisons suivantes :

- les écarts de réglage fréquence-puissance sont de courtes durées,
- les déviations des échanges sur cette interconnexion ne provoquent pas nécessairement une augmentation de ces derniers,
- la capacité disponible pour le marché n'est pas nécessairement totalement utilisée par les acteurs de marché

La TRM ainsi calculée sur France-Espagne est égale à 200 MW.

### 2.3. PRINCIPE DE DETERMINATION DES COEFFICIENTS D'INFLUENCEMENT

Les coefficients d'influencement d'un échange commercial sur un ouvrage varient au cours du temps en fonction du plan de production mais surtout de la topologie du réseau. De ce fait, ils ne sont pas fixés une fois pour toutes mais calculés à partir des situations de référence (topologie, production…) prises en compte pour chaque échéance de calcul.

Ces situations de référence sont les meilleures estimations disponibles[9], au moment de la détermination des capacités, de la situation du réseau de transport d'électricité. Ainsi, pour la détermination du coefficient d'influencement d'un échange commercial sur un ouvrage, RTE simule une augmentation/réduction de la production de part et d'autre de la frontière considérée afin de simuler un échange commercial complémentaire. Cette augmentation/diminution s'effectue comme suit :

- en France : au pro-rata de la réserve primaire des groupes en service
- dans chaque pays voisin : au pro-rata des groupes démarrés

Cette méthode de détermination des coefficients d'influencement permet d'avoir une estimation réaliste des coefficients d'influencement réels du réseau[10]. La validation des résultats se réalise par la deuxième étape de calcul des capacités détaillée dans l'article « 2.4. Calculs des TTC, NTC et ATC ».

## 2.4. CALCULS DES TTC, NTC ET ATC

L'application de la méthode générale expliquée dans cet article est privilégiée par RTE pour les calculs des capacités sur les frontières. Toutefois, les spécificités de chacune des interconnexions peuvent amener RTE et les Gestionnaires de Réseau limitrophes à appliquer des méthodes sensiblement différentes qui sont explicitées dans le chapitre « 4. METHODE ADOPTEE – Situation sur chacune des frontières »

### Méthode de calcul des TTC, NTC et ATC

L'application du principe de base du calcul des capacités, explicité dans l'article « 2.1. Principes de base », permet de déterminer, pour l'ensemble des interconnexions, les capacités disponibles. Les étapes permettant ce calcul des capacités ainsi qu'une application numérique sont détaillées au sein de cet article. L'application de ce principe aux différentes frontières est, quant à elle, présentée dans le chapitre « 4. METHODE ADOPTEE – Situation sur chacune des frontières » de ce document.

Ainsi, de manière générale, pour chaque configuration réseau[11] *i* considérée (soit à réseau complet, soit après simulation d'une perte d'ouvrage), la marge physique totale disponible sur une branche critique *k* est déterminée : $Ki$ .

La marge physique à attribuer à un pays *p* est alors donnée par $Ki, p = Ki / n_i$ où $n_i$ est le nombre de pays influençant la branche critique *k* après défaut.

Pour la configuration de réseau *i* considérée, la capacité complémentaire attribuée au pays *p* est alors $CapacitéComplémentaire_{i,p} = Ki, p / Ci, p$ avec $Ci, p$ coefficient d'influencement d'un échange avec le pays *p* sur la branche critique *k* dans la configuration réseau *i*.

[9] Estimation la plus réaliste au regard des données disponibles au moment du calcul.

[10] Les coefficients d'influencement réels varient pour chaque MW additionnel échangé en fonction des nouveaux groupes démarrés, de l'évolution de la topologie… La détermination de ces derniers s'avère particulièrement complexe pour un gain faible.

[11] Cette configuration réseau comprend toutes les hypothèses nécessaires à la détermination des flux sur les ouvrages du réseau : production (localisation, volume produit…), consommation (localisation, volume consommé), topologie du réseau, échanges commerciaux…

Ce calcul est mené pour toutes les configurations réseaux soit pour chaque simulation de perte d'ouvrage.

Pour le pays *p*, la $CapacitéComplémentaire_p$ résultante est égale, sur l'ensemble des configurations réseaux *i* considérées[12] et sur l'ensemble des branches critiques *k* du réseau, au minimum des $CapacitéComplémentaire_{i,p}$ :

$CapacitéComplémentaire_p = Min\left(CapacitéComplémentaire_{i,p}; i\right).$

$CapacitéComplémentaire_p$ satisfait ainsi à l'ensemble des branches critiques après simulation de tous les défauts sur le réseau.[13]

TTCp = $CapacitéComplémentaire_p$ + ensemble des échanges commerciaux[14] inclus dans la configuration réseau étudiée.

Pour le pays p, la NTC de ce pays nommée NTCp est calculée comme suit :
NTCp = TTCp – TRMp.

Pour le pays p, l'ATC de ce pays nommée ATCp est calculée comme suit :
ATCp = NTCp – AACp.[15]

Une vérification de ces TTCp, détaillée ci-dessous, est réalisée par une analyse de la situation du réseau, à réseau complet et/ou après simulation de la perte d'un ouvrage de réseau afin de vérifier :

- l'acceptabilité, sur les ouvrages du réseau, des flux consécutifs à l'allocation des ATCs calculées
- le respect des contraintes en terme de tension dans les postes du réseau.

**Validation des résultats**

La méthode de calcul des capacités détaillée ci-dessus comporte une limite principale liée aux incertitudes provenant de la modélisation des variations d'échanges entre pays (défini dans l'article « 2.3. Principe de détermination des coefficients d'influencement). La seconde limite de cette méthode réside dans le fait de ne pas considérer pour la détermination des coefficients d'influencement les flux en actif / réactif. Il s'avère donc nécessaire de valider ces résultats en prenant en compte ces deux éléments.

Ainsi, les résultats ainsi obtenus pour le calcul des capacités sont par la suite analysés et validés par les ingénieurs réseau à toutes les échéances par la simulation des flux sur le réseau. Ces résultats sont alors analysés en tenant compte :

[12] Simulation de la perte d'ouvrages sur le réseau (ligne, groupe de production…)

[13] RTE travaille à l'optimisation de cette méthode de calcul en implémentant un processus de calcul itératif des capacités. Ainsi après chaque de calcul des capacités, RTE définit les marges physiques restantes sur les ouvrages du réseau (prenant en compte les ATC calculées) et réapplique la méthode ci-dessus jusqu'à ce qu'il n'u ait plus de marge physique sur l'une branche critique.

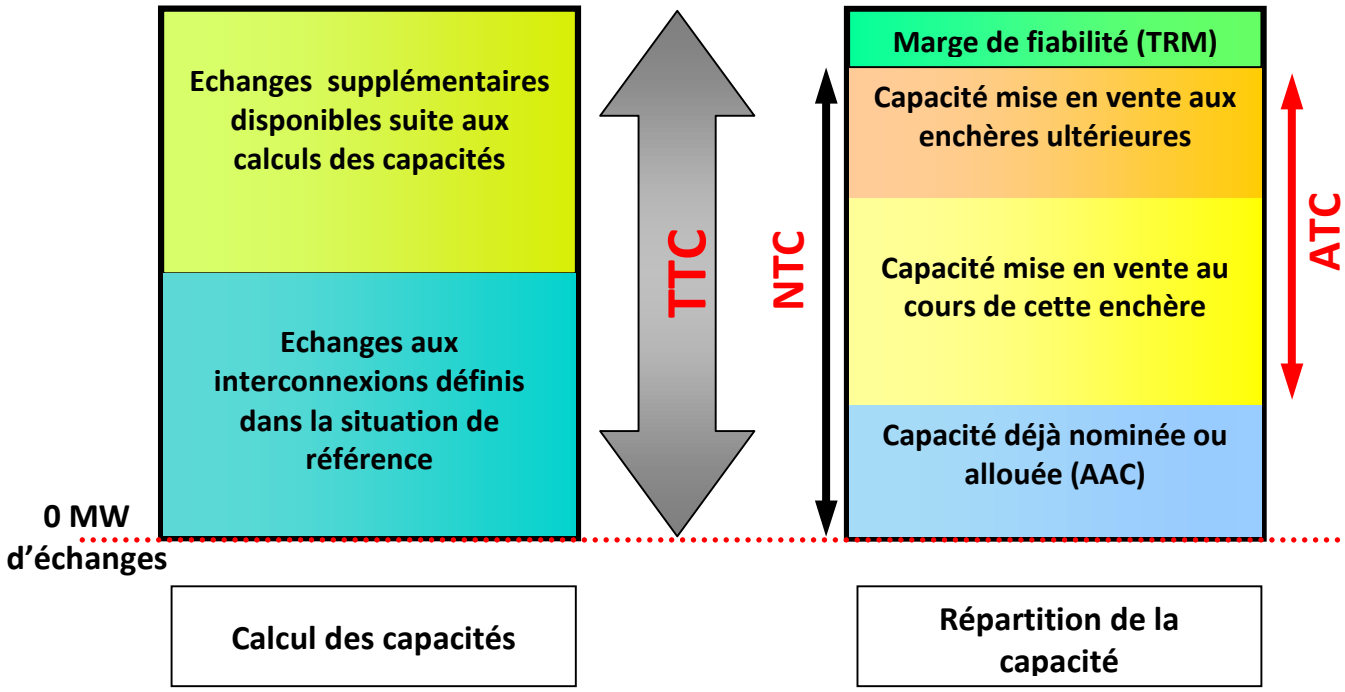
[14] Ces échanges sont détaillés dans le chapitre « 4. METHODE ADOPTEE – Situation sur chacune des frontières »

[15] Dans le cas où les ATCp calculées sont négatives, RTE mettra en place, seul ou en lien avec le gestionnaire de réseau de transport voisin, des actions correctives telles que du redispatching et/ou countertrading afin de ne pas dépasser les Flux Maximum Admissibles sur les ouvrages du réseau.

- de l'expertise de ces ingénieurs au regard de la situation envisagée principalement en terme d'échanges sur les interconnexions et donc de production associée.
- du résultat d'un calcul de flux, en actif et réactif qui prend en compte des problématiques de tension non incluses jusque là dans la méthodologie de partage de la marge physique.

Cette analyse permet, par le biais d'un nouveau calcul des capacités suivant la procédure expliquée ci dessus, d'adapter les résultats aux contraintes détectées. Ce calcul peut entraîner une augmentation de la capacité (marge disponible sur toutes les branches critiques) ou une diminution de la capacité (contrainte trop importante sur une branche critique).

Cette méthode de calcul de capacité nous permet donc de définir des échanges supplémentaires possibles sur le réseau électrique qui sont décomposés comme suit :




**Exemple d'application numérique**

Afin de présenter une application numérique de cette méthode, nous prenons pour exemple le cas des calculs des capacités en infra-journalier sur le Bloc Est en lien avec une branche critique *k* et en considérant une configuration réseau *i*. Seules les trois frontières de la France avec la Belgique, l'Allemagne et la Suisse ont un mécanisme infra-journalier. Toutes les branches critiques limitant les capacités sur ces interconnexions sont influencées par ces trois frontières. De ce fait, les marges physiques disponibles sur les branches critiques seront équiréparties[16] sur les trois frontières.

Considérons la branche critique *k* comme étant une ligne du réseau de transport d'électricité siège d'un transit de 1500 MW et pour laquelle le flux maximum admissible est de 1680 MW.

La marge physique disponible sur cette branche critique *k* est de 1680 – 1500 soit 180 MW.

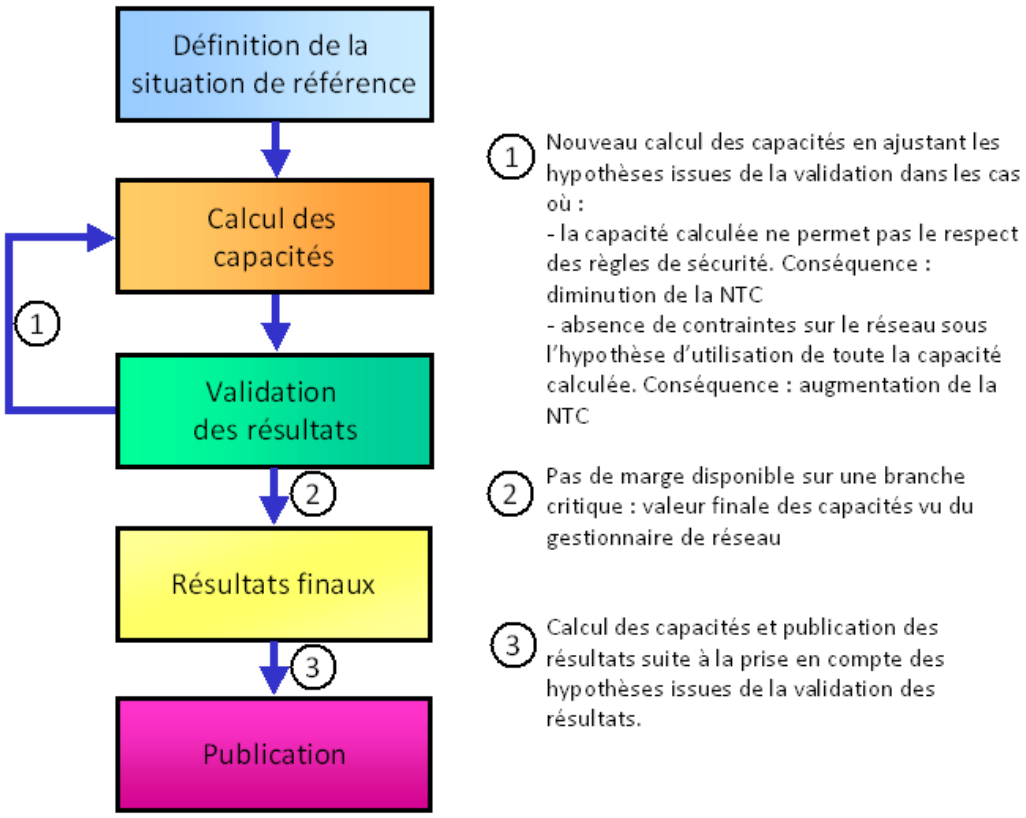
[16] Répartition équitable entre frontières par l'application de la formule : Ki,p =Ki/n

Pour ces trois frontières et dans la configuration *i* considérée, les échanges sur les interconnexions ont un coefficient d'influencement sur cette branche critique de respectivement 5% (Belgique), 10% (Allemagne) et 20% (Suisse).
La capacité complémentaire disponible sur chaque interconnexion calculée pour la configuration prise en compte est alors :

- $CapacitéComplémentaire_{i,1} = {(180/3)}/{0,05} = 1200MW$
- $CapacitéComplémentaire_{i,2} = {(180/3)}/{0,1} = 600MW$
- $CapacitéComplémentaire_{i,3} = {(180/3)}/{0,2} = 300MW$

Ainsi, on constate que plus la frontière est influente sur la branche critique considérée, moins elle se voit attribuer de capacité complémentaire. A partir de ces capacités complémentaires, nous pouvons déterminer les TTC, NTC et ATC des différentes frontières comme défini ci-dessus.

## 2.5. SCHEMA RECAPITULATIF DES DIFFERENTES ETAPES DU CALCUL DES CAPACITES



# 3. METHODE GENERALE – CALCULS AUX DIFFERENTS HORIZONS

## 3.1. PLURIANNUEL

Les calculs de NTC pluriannuelles sont réalisés pour deux situations prévisionnelles en heures pleines (de pic de consommation) des années à venir (une correspondant à l'été et l'autre à l'hiver[17]).

**Choix de la situation de référence :**
Les calculs sont effectués à réseau complet, utilisant la situation de réseau européen la plus récente (il s'agit d'un fichier prévisionnel hiver ou été qui décrit le réseau de transport d'électricité européen[18] et contient les informations mises à la disposition des gestionnaires de réseaux de transport par les producteurs concernant la répartition de la production) auquel est recollée la France (meilleure estimation de la situation réseau prévue dans les études pluriannuelles). Les échanges commerciaux et les bilans correspondant par pays, pris en compte, sont ceux conjointement décidés dans le cadre de réunions avec les gestionnaires des réseaux voisins.

**Topologie[19] :**
A cet horizon d'études, le fichier utilisé correspond à un réseau complet et l'étude de NTC est faite à topologie constante. Ainsi, aucun des schémas postes n'est adopté spécifiquement pour optimiser les NTC calculées, l'efficacité de ces mesures dépendant des conditions d'exploitation rencontrées en temps réel et qui peuvent s'écarter sensiblement de la situation de référence étudiée à cet horizon.

**Outils utilisés :**
Les calculs sont effectués avec les outils d'études de réseau en actif / réactif.

**Coordination**
La coordination s'effectue à deux niveaux.

- Le premier niveau réside dans l'échange des données entre GRT en amont des calculs des capacités : échange d'une situation de référence (avec tous les membres de l'ENTSO-E) prenant en compte les évolutions des réseaux.
- Le second niveau consiste à mettre en commun les valeurs de NTC (une pour l'été et une pour l'hiver dans les deux sens) calculées par chaque GRT individuellement sur leur frontière commune et à ne conserver, pour la publication, que les valeurs respectant simultanément la sécurité de leur réseau de transport respectif.

**Affichage :**
Les valeurs des NTC (une pour l'été et une pour l'hiver dans les deux sens) sont calculées sur chacune des frontières par les gestionnaires de réseau (RTE et le gestionnaire de réseau voisin) et

[17] L'été couvre la période du 10 mai au 20 septembre et l'hiver couvre la période du 11 novembre au 19 avril.
[18] Réseau de transport 400kV et 225kV avec le descriptif de toutes les caractéristiques techniques des ouvrages le constituant (résistance, semi-inductance, Icc…)
[19] Toute topologie réseau considérée respecte les contraintes structurelles notamment liées à l'Intensité de Court Circuit des postes électriques.

sont publiées sur le site ENTSO-E en même temps que celles des autres pays. Ces valeurs ne sont données qu'à titre indicatif.

### 3.2. ANNUEL, MENSUEL ET HEBDOMADAIRE

**Choix de la situation de référence :**

Le choix de la situation de référence, effectué à partir d'une série de fichiers représentant des situations constatées, à un instant donné, de l'ensemble du réseau 400 kV et 225 kV de RTE ainsi qu'une partie des réseaux adjacents et issus de l'exploitation en temps réel, est fait de sorte que celle-ci soit la mieux adaptée à l'étude à mener. Cette photographie du réseau est mise à jour en fonction du planning des retraits d'ouvrages pour travaux programmés et des hypothèses sur la disponibilité des groupes de production.

Dans ce fichier, les échanges commerciaux sont adaptés pour tenir compte du niveau des échanges commerciaux garantis aux échéances antérieures (Belgique, Allemagne et Espagne) ou pour correspondre à la capacité coordonnée avec le GRT voisin (Suisse et Italie), ou aux échanges fortement envisageables (Angleterre) à l'horizon considéré.

**Topologie :**

La topologie du réseau dépend du plan de production, des retraits d'ouvrages, des pertes et des différents transits attendus sur les lignes (optimisation des schémas). Cette topologie s'affine au fur et à mesure que l'horizon d'étude se rapproche.

**Outils utilisés :**

Les calculs sont effectués avec les outils d'étude de réseau en actif / réactif.

**Coordination**

La coordination s'effectue à deux niveaux.

- Le premier niveau réside dans l'échange des données en amont des calculs des capacités.
  - En annuel : échange de situations de référence (avec les pays voisins) sur les semaines détectées comme éventuellement contraintes (retraits d'ouvrages et de groupes de production programmés influençant les capacités aux interconnexions).
  - En mensuel :
    - Echange de fichiers d'informations sur la topologie du réseau et les programmes de production (avec les pays voisins, hormis l'Espagne) pour chaque semaine du mois.
    - Echange de situations de référence avec l'Espagne.
  - En hebdomadaire :
    - Echange de fichiers d'informations avec les hypothèses sur la topologie et les arrêts des groupes de production, sur toutes les frontières hormis avec l'Espagne. Les capacités sont calculées par chaque GRT en intégrant les hypothèses réseau les plus contraignantes fournies par chaque GRT.
    - Echange de situations de référence hebdomadaires avec l'Espagne.
    - Tous les échanges réalisés sont effectués sur deux situations (heures pleines et heures creuses[20])

[20] La distinction entre heures pleines et heures creuses est nécessaire en raison de fortes disparités sur les niveaux de consommation et les plans de production (pompage en creux de nuit versus turbinage la journée sur certaines

- Le second niveau consiste à mettre en commun les valeurs de NTC calculées par chaque GRT individuellement et à conserver, pour la publication, uniquement les valeurs qui permettent aux GRT d'assurer la sécurité de leur réseau de transport.

**Affichage :**

- En annuel : une valeur hebdomadaire de NTC par frontière et par sens. (donc 2 situations de calcul des capacités – import et export)[21]
- En mensuel : a minima une valeur de capacité par frontière et par sens[22] et indication de la localisation de la branche critique limitant la NTC.
- En hebdomadaire : affichage des NTC par jour[23] (une valeur pour les heures pleines et une valeur pour les heures creuses) et par frontière pour la semaine à venir sur le site Web de RTE.

### 3.3. J-2

L'objectif des calculs des capacités effectués en J-2 est de déterminer la capacité qui peut être mise à la disposition des acteurs de marché à l'échéance journalière par des enchères explicites ou par le biais du couplage de marché.

**Choix de la situation de référence :**

La situation de référence est choisie parmi les données disponibles des situations de réseau issues de l'exploitation. Le choix se fait afin de se rapprocher le plus possible de la journée à étudier en fonction des paramètres prévisionnels de consommation (avec prise en compte des effacements tarifaires), du plan de production, des échanges et des retraits d'ouvrages. Ces hypothèses de calculs sont mises à jour en fonction des informations obtenues par RTE au fil de la journée

Une situation de creux de nuit et de pointe en journée est choisie (voire de pointe du soir en hiver) pour les études. Ces éléments sont intégrés dans des fichiers appelés D-2CF à l'échéance J-2. Les estimations des productions éoliennes sont intégrées dans les situations de base pour le calcul des capacités

**Topologie**

La topologie du réseau dépend du plan de production, des retraits d'ouvrages, des pertes et des différents transits attendus sur les lignes (optimisation des schémas).

A partir des fichiers d'étude, les TTC sont calculées[24] en tenant compte des règles de sécurité de RTE, par frontière et par sens. Une valeur heure pleine et une valeur heure creuse sont calculées puis appliquées sur l'ensemble des plages horaires de la journée.

---

centrales hydrauliques par exemple) entre la pointe de journée et le creux de nuit. Pour l'Espagne, le calcul est effectué via l'échange de fichiers prévisionnels hebdomadaires pointe et creux.

[21] Affichage fin février pour l'année en cours sur le site web de RTE. Une première prévision des NTC minimales de l'année à venir est publiée en Novembre/Décembre (une valeur par frontière et par sens)

[22] Affichage une semaine avant le mois concerné sur le site web de RTE.

Dans le cas de l'Espagne, RTE affiche deux valeurs (heures pleines et heures creuses) par jour et par sens.

Dans le cas de l'Angleterre, l'Italie et la Suisse, RTE affiche une valeur par semaine et par sens.

[23] Affichage le jeudi soir, au pas journalier, pour la semaine à venir sur le site web de RTE pour toutes nos frontières.

[24] Dans le cas particulier de l'interconnexion avec l'Espagne, compte-tenu des paramètres influençant les valeurs calculées aux échéances hebdomadaires, les études en J-2 ne sont menées qu'en cas d'écart significatif par rapport

**Outils utilisés**
Les calculs sont effectués avec un algorithme appliquant la méthode de calcul des capacités explicitée dans l'article « 2.4. Calculs des TTC, NTC et ATC » puis vérifiés et validés par l'utilisation d'outils d'étude de réseau en actif / réactif.

**Coordination**
La coordination s'effectue à deux niveaux.

- Le premier niveau réside dans l'échange des données en amont des calculs des capacités et au cours de laquelle les données constitutives du fichiers D-2CF sont échangées avec les GRTs voisins.
- Le second niveau consiste à mettre en commun les valeurs de NTC calculées par chaque GRT individuellement et à conserver, pour la publication, uniquement les valeurs qui permettent aux GRT d'assurer la sécurité de leur réseau de transport.

**Amélioration de la coordination en parallèle du lancement du couplage de marché CWE**
Dès le lancement du couplage de marché sur CWE, la coordination entre GRT sera améliorée dans la région CWE (calcul des capacités sur toutes les frontières communes à la France, la Belgique, l'Allemagne et les Pays-Bas).
Une fois le calcul des capacités effectué par RTE (en conservant le premier niveau de coordination explicité ci-dessus) et mis en commun avec le GRT correspondant, les étapes suivantes seront réalisées en commun avec les autres GRT :

- envoi de ces données (D-2CF et NTC calculées par RTE) au système commun des GRT de CWE
- renvoi par le système commun des NTC calculées par chaque GRT
- création d'un fichier D-2CF sur toute la zone (appelé « *merge* ») par le système commun des GRT
- analyse réseau effectuée par chaque GRT afin de tester si des contraintes[25] apparaissent sur le réseau avec les NTC fournies avec l'utilisation du « *merge* »
- envoi vers le système commun des résultats (« *flags* ») :
  - « *green flag* » en cas d'absence de difficultés ce qui n'entraîne pas de modification des capacités initialement calculées,
  - « *red flag* » en cas de contraintes détectées ce qui entraîne une réduction coordonnée des capacités

**Affichage** (sur site Web de RTE) :

- en J-2 : mise à jour des affichages des NTC par frontière et par sens pour le jour J sur le site Web de RTE.

aux hypothèses retenues à cette échéance (avaries ou retraits d'ouvrages du réseau non planifiés, plan de production modifié, écarts importants de consommation de le Sud Ouest de la France (Région Aquitaine, Midi Pyrénées et Languedoc-Roussillon) qui impactent fortement ce calcul).
Cette pratique est également en place dans le cas du J-1.

[25] Le flux sur une ou plusieurs branches critiques est supérieur au flux maximal autorisé.

## 3.4. J-1

Les objectifs des calculs effectués en J-1 sont :

- de déterminer les impacts des échanges nominés aux interconnexions sur les ouvrages du réseau
- de déterminer la capacité à mettre à la disposition des acteurs de marché à l'échéance infra-journalière.

**Choix de la situation de référence :**

Les hypothèses de calculs utilisées en J-2 sont mises à jour en fonction des informations obtenues par RTE au fil de la journée :

- les échanges nominés pour le lendemain[26],
- la prévision de consommation pour le lendemain,
- le plan de production issu des programmes d'appel des différents producteurs communiqués à 16h en J-1 (16h30 après le lancement du couplage de marché CWE)
- les informations prévisionnelles des autres GRT par le biais de l'échange de DACF.

A cette échéance sont également constitués a minima de deux fichiers d'études pour le calcul des capacités :

- un premier fichier qui représente la période de creux de consommation. Ce fichier est généralement créé par RTE en prenant en compte l'estimation de consommation à 03h30.
- un second fichier qui représente la période de pointe de consommation. Ce fichier est créé par RTE en prenant en compte l'estimation de consommation, suivant les périodes de l'année :
    - soit vers 8h00 (pointe de consommation de la matinée au printemps et en été)
    - soit vers 19h00 (pointe de consommation de la soirée en automne et hiver)

A partir de ces fichiers d'étude, les capacités sont calculées en tenant compte des règles de sécurité de RTE, par jour, par frontière et par sens et en prenant différentes hypothèses en terme d'échanges. (4 situations de calculs). Pour chaque situation de référence, une valeur de capacité est déterminée pour les imports et une seconde pour les exports.

En cas d'apparition de congestions, RTE traite celles-ci d'abord par un aménagement de la topologie puis par un aménagement du plan de production prenant en compte son efficacité et respectant la préséance économique et son efficacité. Dans le cas où la résolution de ces congestions nécessite des aménagements de production, l'ATC dans le sens considéré mise à disposition en infra-journalier est nulle pour la période durant laquelle il est nécessaire de réduire celle-ci.

**Topologie**

La topologie du réseau est mise à jour en prenant en compte les dernières informations disponibles sur le plan de production et les hypothèses d'échanges d'énergie aux interconnexions. Il est à noter que les derniers événements réseaux (perte d'un ouvrage, fin de travaux anticipée…) sont également pris en compte pour définir la topologie utilisée dans la situation de référence, pour le calcul des capacité.

[26] Le Netting est appliqué pour définir ces échanges.

**Outils utilisés**

Les calculs sont effectués avec un algorithme appliquant la méthode de calcul des capacités explicitée dans l'article « 2.4. Calculs des TTC, NTC et ATC » puis vérifiés et validés par l'utilisation d'outils d'étude de réseau en actif / réactif.

**Coordination**

La coordination s'effectue à deux niveaux.

- Le premier niveau réside dans l'échange des données en amont des calculs des capacités et au cours de laquelle les GRTs échangent entre eux des fichiers DACF recouvrant toutes les informations en leur possession à l'aube du jour concerné.
- Le second niveau consiste à mettre en commun les valeurs de NTC calculées par chaque GRT individuellement et à conserver, pour la publication, uniquement les valeurs qui permettent aux GRT d'assurer la sécurité de leur réseau de transport.

**Affichage** (sur site Web de RTE) :

- en J-1 : mise à jour des NTC et ATC infra-journalières (pour le lendemain) suite aux nominations journalières.

### 3.5. TABLEAU RECAPITULATIF DES HYPOTHESES PRISES EN COMPTE POUR LES CALCULS DES CAPACITES AUX DIFFERENTS HORIZONS

| Echéances | Annuel | Mensuel | Hebdomadaire | J-2 | J-1 (pour l'infra-journalier) |
|---|---|---|---|---|---|
| **Réseau de transport français** | Planning de consignations annuelles | Planning de consignations mensuelles | Planning de consignations hebdomadaires | Ajout avaries / événements réseaux et remise à jour du planning de consignation | Ajout avaries / événements réseaux et remise à jour du planning de consignation |
| **Réseau GRT voisin** | Planning de consignations annuelles | Planning de consignations mensuelles | Planning de consignations hebdomadaires | D-2CF pour CWE + DACF hors CWE | Données consolidées par le DACF |
| **Prévision du soutirage (consommation par nœud)** | Températures normales | Températures normales | Températures prévues | Températures prévues | Températures prévues |
| **Echanges pris en compte** | Situation de référence | Situation de référence | Situation de référence | Echanges nominées aux échéances antérieures[27][28] | Nominations journalières |

[27] Prise en compte des échanges nominés : le lundi pour les calculs du mercredi, le mardi pour les calculs du jeudi, le mercredi pour les calculs du vendredi, le WE précédent pour les calculs du WE à venir, le vendredi pour les calculs du lundi et mardi.

[28] Dans le cas où RTE a connaissance, à une date antérieure à celle de calcul des capacités (J-2), d'un niveau de capacité pour l 'échéance J en provenance d'un gestionnaire de réseau voisin, les hypothèses d'échanges peuvent être ajustées en conséquence.

| Echéances | Annuel | Mensuel | Hebdomadaire | J-2 | J-1 (pour l'infra-journalier) |
|---|---|---|---|---|---|
| **Prévision de production (par nœud)** | Situation de référence [29](déterminée à partir d'un « *merit order* ») | | | Utilisation des Programmes de marche des producteurs, réactualisés[30], vu du J-1 | Programmes de marche des producteurs |

**Ensemble des incertitudes sur les hypothèses**

| Echéances | Annuel | Mensuel | Hebdomadaire | J-2 | J-1 (uniquement All-Be-Sui et Es[31]) |
|---|---|---|---|---|---|
| **Réseau de transport français** | Réseau avec connaissance partielle des dates de consignations et non prise en compte des aléas | | Réseau avec connaissance quasi-définitive des consignations mais non prise en compte des aléas pouvant arriver avant le temps réel | | |
| **Réseau GRT voisin** | Positionnement partiel des consignations et non prise en compte des aléas | | Positionnement quasi-définitif des consignations hors aléas | | |
| **Prévision du soutirage (consommation par nœud)** | Ecarts inconnus avec les températures normales. Incertitudes sur les niveaux de consommation des industriels (période de crise notamment) | | Amélioration de la prévision de consommation avec l'amélioration des estimations météorologiques et des estimations de consommation des industriels (historique de la semaine précédente) | | |
| **Prévision de production (par nœud)** | Disponibilité des groupes non fixée définitivement. Groupes démarrés inconnus (création d'un « merit order » basé sur l'expérience de RTE). Impacts importants de ces derniers sur les résultats | | Meilleures estimations et connaissance de la disponibilité, mais programmes de production non connus avec précision (création d'un « merit order » basé sur l'expérience de RTE). Impacts importants de ces derniers sur les résultats | | Programmes de marche des producteurs |
| **Indisponibilités fortuites considérées** | Les indisponibilités fortuites définies dans la « policy 3 » de l'operation handbook de l'ENTSO-E sont considérés[32]. | | | | |

[29] Situation de référence pour la production : les plans de production sont élaborés à partir d'informations des producteurs (disponibilités principalement) permettant de réaliser un « merit order » via les situations déjà vécues (signaux économique du Temps Réel).

[30] Cette réactualisation consiste à prendre en compte les nouvelles indisponibilités des groupes de productions connues en J-2.

[31] Cette réactualisation sur l'Espagne est effectuée uniquement en cas de modifications importantes des hypothèses en regard de celles de l'échéance précédente.

[32] De ce fait, les études d'événements aux conséquences non prévisibles (aléas météorologiques, grèves…) ne sont pas réalisées

# 4. METHODE ADOPTEE – SITUATION SUR CHACUNE DES FRONTIERES

## 4.1. SITUATION DE REFERENCE – HYPOTHESES SUR LES ECHANGES POUR LES CALCULS DES CAPACITES D'EXPORT

La réalisation des calculs des capacités à l'export s'effectue à partir de la situation de référence dont les hypothèses détaillées sur les échanges aux frontières sont explicitées dans le schéma ci-dessous.

A partir de ces situations de référence, les calculs des capacités sont effectués aux différentes échéances (de l'annuel au J-1) en prenant en compte les hypothèses sur la topologie réseau, la consommation et la production internes et externes définies dans l'article « 3.5.Tableau récapitulatif ».

Ces situations de référence, définies à chaque échéance, permettent de prendre en considération des hypothèses sur les échanges qui seront nominés. On retient donc pour chaque pays dans le cas des exports, les hypothèses suivantes :

- Pour l'Italie, on retient la valeur d'export issue de la TTF (Technical Task Force) puisqu'on considère que la capacité sur cette frontière sera totalement nominée, conformément au comportement constaté du marché italien. Pour le calcul J-2, cette hypothèse est adaptée afin de tenir compte de la réalité des nominations constatées le ou les jours précédents.
- Pour l'Angleterre, aux échéances de moyen terme[33], on retient 1500 MW d'imports (le scénario avec 1500 MW d'export est aussi considéré mais s'avère beaucoup moins contraignant) sur l'interconnexion France Angleterre. Aux échéances de court terme[34], cette hypothèse est modifiée afin de tenir compte de la réalité des nominations constatées le ou les jours précédents.
- Pour l'Espagne, aux échéances de moyen terme au J-2, une valeur d'export de 800 MW d'échanges est retenue. Aux échéances de court terme, les échanges nominés le ou les jours précédents sont retenus.
- Pour la Suisse, on retient, en amont du J-2, 3000 / 3200 MW[35] en cohérence avec la capacité coordonnée[36] qui prend en compte une partie des obligations liées à l'existence des contrats long terme. Aux échéances de court terme, cette hypothèse est adaptée afin de tenir compte de la réalité des nominations constatées le ou les jours précédents.
- Pour la Belgique et l'Allemagne, on retient les capacités garanties aux échéances antérieures[37]. Aux échéances court terme, cette hypothèse est modifiée afin de tenir compte de la réalité des nominations constatées le ou les jours précédents.

- Pour le calcul J-1 permettant de définir la capacité infra-journalière, sur toutes les interconnexions, les flux nominés en J-1, prenant en compte le Netting, sont définis comme référence pour la mise à jour des calculs des capacités.

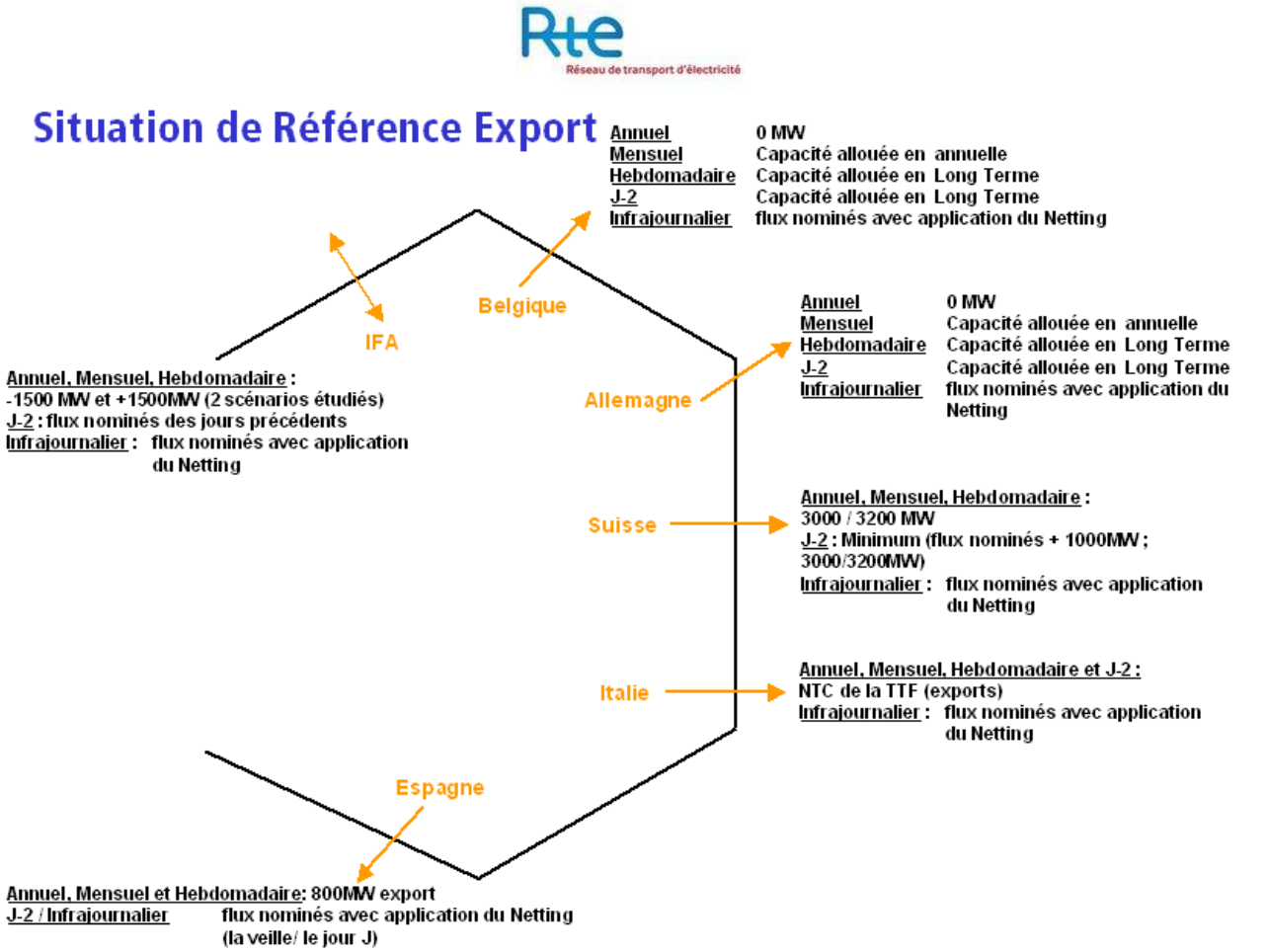
[33] L'échéance moyen terme couvre tous les calculs des capacités antérieurs au calcul hebdomadaire (inclus)

[34] L'échéance court terme couvre tous les calculs des capacités postérieurs au calcul J-2 (inclus)

[35] Ces valeurs sont valides pour l'année en cours mais peuvent évoluer dans les années à venir.

[36] Capacités établies lors de réunions bilatérales Suisse – France

[37] Capacités allouées aux échéances antérieures




## 4.2. DETERMINATION DES CAPACITES AUX DIFFERENTES ECHEANCES – EXPORT

Dans le cas de l'Italie, la TTF (Technical Task Force) détermine une valeur totale de capacité sur l'ensemble des frontières italiennes. Cette capacité, calculée à l'échéance annuelle par l'intermédiaire d'études réseaux sur des fichiers communs , est alors répartie sur l'ensemble des frontières italiennes. Elle peut donc être proposée aux acteurs à toutes les échéances hormis en cas de travaux et / ou d'avaries.

Il n'y a pas de nouveau calcul de la capacité[38] avec l'Italie (sauf en période de travaux) : seule la valeur déterminée dans le cadre de cette TTF est valide. Cette hypothèse s'explique notamment par le niveau important d'utilisation de la capacité d'interconnexion (dans le sens des exports) dû au fonctionnement du marché italien de l'électricité[39].

Dans le cas de l'Angleterre, aux échéances en amont du J-1 seule la capacité physique de la ligne limite la NTC. En infra-journalier, on vérifie qu'un échange à hauteur de la capacité constructive de la liaison ne remet pas en cause la sécurité du réseau.. Dans le cas contraire, une nouvelle NTC (ITL) est calculée en prenant notamment comme hypothèses de base les nominations effectuées sur toutes les autres frontières en J-1.

Le principe défini dans l'article « 2.4. Calculs des TTC, NTC » s'applique donc en ne prenant en compte qu'un seul pays influençant les capacités sur cette frontière.

[38] Cette capacité est donc considérée comme réalisable.

[39] En raison de la particularité du marché italien, le calcul des capacités est effectué en amont entre les GRT impactés.

Dans le cas du calcul des capacités pour la frontière France-Espagne, la totalité de la marge disponible est affectée aux échanges transfrontaliers entre la France et l'Espagne, car aucun autre pays n'influence ces échanges. Le calcul de la NTC se fait donc indépendamment de l'ensemble des autres frontières.
Le principe défini dans l'article « 2.4. Calculs des TTC, NTC » s'applique donc, à toutes les échéances (du pluriannuel au J-1), en ne prenant en compte qu'un seul pays influençant les capacités sur cette frontière.

Dans le cas de la Suisse, les capacités déterminées en annuel sont garanties jusqu'à l'échéance journalière. Les valeurs prises en compte pour l'année 2010 sont de 3000 MW l'été et de 3200 MW l'hiver. La garantie de ces valeurs s'explique par la réservation de la capacité pour les contrats long terme dont les nominations sont effectuées en journalier. En infra-journalier, les capacités sont déterminées par la méthode explicitée au-dessus dans l'article « 2.4. Calculs des TTC, NTC ».

Dans le cas de la Belgique et de l'Allemagne, le calcul des capacités est réalisé en appliquant la méthode définie dans l'article « 2.4. Calculs des TTC, NTC ».
Sur ces deux frontières, on considère, aux échéances antérieures au J-1, que les pays influençant les branches critiques sur ces frontières sont uniquement l'Allemagne et la Belgique; les capacités sur les frontières avec la Suisse et l'Italie étant prédéfinies comme explicité ci dessus.
En revanche, à l'échéance infra-journalière, les capacités sont réparties entre l'Allemagne, la Belgique et la Suisse suite à la nomination des contrats de long terme sur l'interconnexion France – Suisse. Les trois frontières sont traitées simultanément. La marge physique est ainsi divisée en 3 et équirépartie sur ces frontières.
Une fois la répartition de cette marge effectuée sur chacune des frontières, on détermine précisément l'ATC propre à chaque frontière en divisant la marge physique par le coefficient d'influencement des échanges de chaque frontière sur la branche critique considérée. Les ATC ainsi obtenues sont alors coordonnées[40] avec celles déterminées par les GRT voisins afin d'obtenir les capacités finalement considérées sur les interconnexions.

<table>
<tr><th></th><th>Angleterre</th><th>Allemagne</th><th>Belgique</th><th>Suisse</th><th>Espagne</th><th>Italie</th></tr>
<tr><td>Annuel</td><td rowspan="4">E[41] (capacité physique), en cas de travaux</td><td colspan="2">E</td><td>E</td><td>E</td><td>E (TTF) + travaux</td></tr>
<tr><td>Mensuel</td><td colspan="2">E</td><td rowspan="3"></td><td>E</td><td rowspan="3">E en cas de travaux</td></tr>
<tr><td>Hebdomadaire</td><td colspan="2">E</td><td>E</td></tr>
<tr><td>J-2</td><td colspan="2">E</td><td>E</td></tr>
<tr><td>J-1 pour l'infra-journalier</td><td>E (Intraday Transfer Limits)</td><td colspan="3">E</td><td>E</td><td></td></tr>
</table>

Tableau récapitulatif des échéances de calculs des capacités export.

[40] Cette coordination consiste à conserver les capacités maximales simultanément acceptées par les deux GRT. De plus, dans le cas de CWE, cette coordination consiste à mettre en commun les valeurs de capacités calculées par chacun des GRT et à les réduire, si nécessaire, de manière coordonnée comme cela est détaillé dans l'article « 3.3. J-2 » détaillant la méthodologie de calcul appliquée sur CWE pour le J-2.
[41] E : signifie qu'un calcul est effectué pour déterminer les capacités d'export.

## 4.3. SITUATION DE REFERENCE - IMPORT

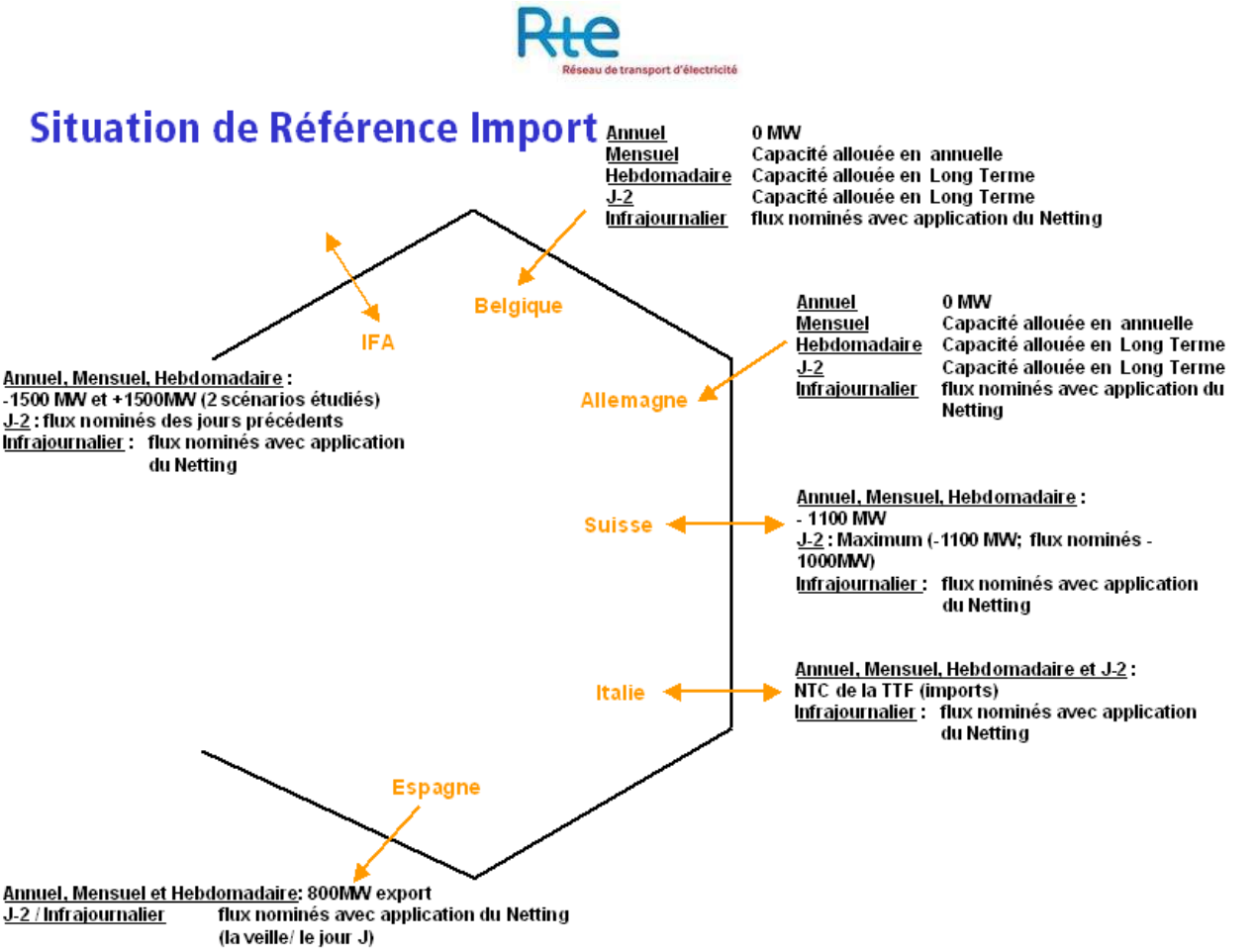
La réalisation des calculs des capacités pour les imports s'effectue à partir de la situation de référence explicitée, pour l'année 2010, dans le graphe ci-dessous.
A partir de ces situations de référence, les calculs des capacités sont effectués aux différentes échéances (de l'annuel au J-1) en prenant en compte les hypothèses sur la topologie réseau, la consommation et la production internes et externes définies dans l'article « 3.5.Tableau récapitulatif ».

Cette situation de référence import, définie à chaque échéance, permet de prendre en considération des hypothèses sur les échanges qui seront nominés. On retient donc pour chaque pays dans le cas des imports, les hypothèses suivantes (à tous les échéances autres que l'infra-journalier) :

- Pour l'Italie, on retient la valeur import issue de la TTF (Technical Task Force). Pour le calcul J-2, cette hypothèse est adaptée afin de tenir compte de la réalité des nominations constatées le ou les jours précédents.
- Pour l'Angleterre, aux échéances de moyen terme, on retient soit 1500 MW d'imports sur l'interconnexion France Angleterre, soit 1500 MW export suivant les défauts étudiés. Aux échéances de court terme, cette hypothèse est adaptée afin de tenir compte de la réalité des nominations constatées le ou les jours précédents.
- Pour l'Espagne, on retient 800 MW export comme pour le calcul des exports. Il est à noter que ce choix n'affecte pas le résultat du calcul des capacités car le calcul des capacités sur cette interconnexion se réalise de manière totalement indépendante des calculs sur les autres interconnexions.
- Pour la Suisse, on retient 1100 MW[42] en cohérence avec les valeurs des contrats long terme. En infra-journalier, les flux nominés nettés sont pris comme référence pour la mise à jour des calculs des capacités.
- Pour la Belgique et l'Allemagne, on retient les capacités allouées aux échéances antérieures. Aux échéances court terme, cette hypothèse est adaptée afin de tenir compte de la réalité des nominations constatées le ou les jours précédents

- Pour le calcul J-1 permettant de définir la capacité infra-journalière, sur toutes les interconnexions, les flux nominés en J-1, prenant en compte le Netting, sont définis comme référence pour la mise à jour des calculs des capacités.

[42] Ces valeurs sont valides pour l'année en cours mais peuvent évoluer dans les années à venir.




### 4.4. DETERMINATION DES CAPACITES AUX DIFFERENTES ECHEANCES - IMPORT

Les capacités sur les interconnexions France-Angleterre, France-Italie et France-Espagne sont calculées de la même manière en import qu'en export, comme cela est défini dans l'article « 4.2. Détermination des capacités aux différentes échéances – Export »

Dans le cas de la Belgique, de l'Allemagne et de la Suisse, le calcul des capacités s'effectue en appliquant l'équirépartition des marges sur les frontières et l'utilisation des coefficients d'influencement pour déterminer les capacités aux interconnexions définie dans l'article « 2.4. Calculs des TTC, NTC ».
Ainsi, les trois frontières sont traitées simultanément. La marge physique disponible sur les lignes est ainsi divisée en trois et équirépartie sur ces frontières. Il n'y a pas de priorisation entre frontières à l'échéance infra-journalière.
Une fois la répartition de cette marge effectuée sur chacune des frontières, on détermine précisément l'ATC propre à chaque frontière en divisant la marge physique par le coefficient d'influencement des échanges de chaque frontière sur la branche critique considérée. Les ATC ainsi obtenues sont alors coordonnées[43] avec celles déterminées par les GRT voisins afin d'obtenir les capacités finalement considérées sur les interconnexions.

[43] Cette coordination consiste à conserver les capacités maximales simultanément acceptées par les 2 GRT.

| | Angleterre | Allemagne | Belgique | Suisse | Espagne | Italie |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Annuel** | I[44] (capacité physique), en cas de travaux | I | | | I | I (TTF) + travaux |
| **Mensuel** | | I | | | I | |
| **Hebdomadaire** | | I | | | I | |
| **J-2** | | I | | | I | |
| **J-1 pour l'infra-journalier** | I (Intraday Transfer Limits) | I | | | I | |

Tableau récapitulatif des échéances de calculs des capacités import

[44] I : signifie qu'un calcul est effectué pour déterminer les capacités d'import.