



Intégration régionale des marchés de l'électricité belge, français et néerlandais

*« Feuille de route » préparée par la CRE, la CREG et DTe
Décembre 2005*

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES.....	2
1. INTRODUCTION.....	3
1.1. Contexte.....	3
1.2. L'objectif de la « feuille de route ».....	3
1.3. Statut du document.....	3
1.4. Publication des contributions.....	3
2. MECANISMES D'ENCHERES EXPLICITES.....	4
2.1. Echéances de temps et mécanisme de prix.....	4
2.2. Répartition des capacités disponibles en bande pendant toute l'année.....	4
2.3. Niveau de fermeté.....	4
2.4. Marchés secondaires de capacité.....	4
2.5. Mesures de réduction des pouvoirs de marché ex ante.....	5
2.6. Nomination des différents produits.....	5
2.7. Harmonisation.....	6
3. COUPLAGE DES MARCHES ORGANISES.....	7
3.1. Introduction.....	7
3.2. Questions adressées aux opérateurs.....	7
4. ECHANGES TRANSFRONTALIERS AUX HORIZONS DE TEMPS INFRA JOURNALIER ET D'AJUSTEMENT.....	8
4.1. Avantages des échanges transfrontaliers infra journaliers et d'ajustement.....	8
4.2. Mise en œuvre des échanges infra journaliers aux interconnexions.....	8
4.3. Mise en œuvre des échanges d'ajustement aux interconnexions.....	8
5. TRANSPARENCE DU MARCHÉ.....	9
5.1. Transparence du marché.....	9
5.2. Transparence dans le calcul des capacités.....	9
6. COOPERATION ENTRE REGULATEURS ET ATTENUATION DES POUVOIRS DE MARCHÉ.....	10
6.1. Coopération entre régulateurs.....	10
6.2. Mesures d'atténuation des pouvoirs de marché.....	11
6.3. Procédure de remplacement.....	11
7. MISE EN OEUVRE DES RECOMMANDATIONS.....	12

1. INTRODUCTION

1.1. Contexte

Le 5 Juillet 2005, la CRE, la CREG et DTe ont lancé une consultation publique commune sur l'intégration régionale des marchés de l'électricité belge, français et néerlandais. Les trois régulateurs invitaient alors les parties intéressées à donner leur avis sur cette question importante afin d'aider les régulateurs à définir une approche commune en vue d'une intégration progressive des trois marchés.

1.2. L'objectif de la « feuille de route »

L'objectif de l'intégration régionale est de maximiser la disponibilité et l'utilisation des capacités d'échanges aux frontières, au bénéfice des consommateurs belge, français et néerlandais.

L'approche commune de la CRE, la CREG et DTe vers l'intégration régionale est retranscrite dans ce document. La « feuille de route » détaille les différentes étapes de la mise en œuvre de l'intégration des trois marchés électriques. La section 7 synthétise les différentes actions qui devront être mises en œuvre d'ici Janvier 2006 et au-delà.

1.3. Statut du document

La CRE, la CREG et DTe sont totalement d'accord sur le contenu de cette « feuille de route ». Tout retard ou modification dans la mise en œuvre des recommandations ou exigences des régulateurs devra faire l'objet d'une justification argumentée, accompagnée d'un calendrier précis pour la mise en place ultérieure de cette recommandation. Cette "feuille de route" ne constitue pas en elle-même une décision formelle de la part de la CRE, la CREG et/ou DTe.

1.4. Publication des contributions

Les trois régulateurs publient, simultanément, sur leur site Internet,¹ l'ensemble des réponses publiques à la consultation, ainsi qu'une synthèse. Les lecteurs sont invités à se référer à ces sites pour de plus amples détails.

¹ Voir www.dte.nl, www.creg.be, et/ou www.cre.fr.

2. MECANISMES D'ENCHERES EXPLICITES

2.1. Echéances de temps et mécanisme de prix

La CRE, la CREG et DTe sont d'accord pour l'organisation d'enchères explicites, sous pli fermé, au prix marginal pour les échéances de temps annuelle, mensuelle et journalière. L'opportunité d'allouer des produits multi-annuel² et trimestriel sera examinée pour le 1^{er} septembre 2006.

La CRE, la CREG et DTe encouragent la plus grande flexibilité permise par l'allocation du produit annuel 2007 en deux sessions (approximativement 50% de la capacité annuelle serait allouée à chaque session). La première session aurait ainsi lieu à la fin du mois de Septembre 2006 et la seconde à la fin du mois de Novembre 2006. Les trois régulateurs demandent aux gestionnaires de réseaux de leur soumettre une proposition pour la mise en œuvre de cette enchère annuelle à plusieurs tours en Septembre 2006 ou de prendre les mesures appropriées pour une mise en œuvre dans les délais.

2.2. Répartition des capacités disponibles à long terme

Les gestionnaires de réseaux devront maximiser la capacité d'échanges susceptible d'être offerte au marché de manière permanente pendant toute l'année.³ Les gestionnaires de réseaux devront annoncer cette capacité au marché suffisamment tôt et de préférence le 1^{er} Septembre. Cette capacité sera répartie entre les différentes échéances de temps, avec une préférence pour l'allocation annuelle. Des valeurs minimales devront néanmoins être réservées pour les allocations mensuelle et journalière. Ces valeurs minimales pourront être déterminées par le biais des codes et règlements nationaux.

Le principe de réserver un minimum de cette bande de capacité disponible annuellement pourra être rediscuté ultérieurement, notamment lorsque des marchés secondaires de capacité efficaces seront mis en place (voir section 2.4).

2.3. Niveau de fermeté

La CRE, la CREG et DTe sont d'accord sur le principe que les programmes, une fois nommés, ne pourront pas être réduits, sauf cas de "Force Majeure"⁴.

En ce qui concerne les capacités allouées, les trois régulateurs conseillent aux gestionnaires de réseaux de les rendre aussi fermes que possibles.

Les trois régulateurs demandent aux gestionnaires de réseaux de leur soumettre, pour approbation, une proposition de définition commune, précise et détaillée, du concept de "Force Majeure".

Les trois régulateurs demandent également que les principes ci-dessus soient mis en œuvre pour le 1^{er} Août 2006.

2.4. Marchés secondaires de capacité

Afin de stimuler la disponibilité et l'utilisation des capacités d'échanges aux frontières, des marchés secondaires de capacité doivent être mis en œuvre par les gestionnaires de réseaux. Ces marchés doivent offrir le maximum de flexibilité aux acteurs de marché. Les règles de fonctionnement des marchés secondaires doivent être harmonisées. La CRE, la CREG et DTe demande en conséquence aux gestionnaires de réseaux de leur soumettre une proposition de

² I.e. allocation d'un produit valable pour une période de plus d'une année.

³ Il va de soi que la capacité qui ne peut pas être offerte sur une base permanente devra, elle-aussi, être maximisée.

⁴ Voir article 6.2 du règlement européen.

règles pour le 1^{er} avril 2006. Une fois approuvées par les régulateurs, ces règles harmonisées devront être mises en œuvre pour le 1^{er} Juillet 2006.

Les règles mentionnées ci-dessus s'appliquent aux échanges bilatéraux de capacité. La CRE, la CREG et DTe s'accordent également sur le fait que les marchés secondaires de capacité seront d'autant plus efficaces qu'il existera une plate-forme de trading centrale. La CRE, la CREG et DTe demande ainsi aux gestionnaires de réseaux, en consultation avec les acteurs de marché et les marchés organisés, de réfléchir aux possibilités de mise en œuvre d'une telle plate-forme et de présenter aux régulateurs le résultat de ces réflexions pour le 1^{er} janvier 2007.

2.5. Mesures de réduction des pouvoirs de marché ex ante

Sur l'interconnexion Belgique-France, la CRE et la CREG examinent l'opportunité d'introduire des mesures de réduction des pouvoirs de marché ex ante (par exemple via des limitations de volumes de capacité). En ce qui concerne l'interconnexion Belgique-Pays-Bas, une restriction de 400 MW, imposée par la loi,⁵ sera maintenue sur la capacité d'importation vers les Pays-Bas.

Dans tous les cas, un groupe de travail des régulateurs sera constitué dès le 1^{er} Janvier 2006 pour surveiller le fonctionnement des enchères explicites aux différentes interconnexions. Le travail ainsi mené permettra aux régulateurs de réagir rapidement et de proposer des mesures correctives si des comportements anti-concurrentiels ou des inefficacités sont détectés ou suspectés. Un rapport annuel sera publié pour rendre compte aux acteurs du marché du fonctionnement des méthodes d'enchères explicites.

2.6. Nomination des différents produits

Les détenteurs de capacité annuelle et/ou mensuelle devront nommer, de manière ferme, leurs produits suffisamment tôt avant l'allocation des capacités journalières. Une heure limite de nomination, commune entre les deux interconnexions, devra être adoptée pour ces produits (au plus tard à 8h00 du matin la veille pour le lendemain). Ces nominations fermes permettront ainsi aux gestionnaires de réseaux de faire le « netting » des capacités nommées et d'accroître éventuellement les capacités disponibles pour l'allocation journalière.

La CRE et la CREG ont convenu de mettre en œuvre la règle « use it or loose it » (UIOLI) sur l'interconnexion Belgique-France.⁶ Cette règle implique que si un détenteur de capacités décide de ne pas nommer l'énergie correspondant à ses droits et/ou décide de ne pas les revendre aux gestionnaires de réseaux pour que ces derniers puissent les réallouer aux enchères mensuelle ou journalière, il perdra alors ses droits sans aucune compensation financière possible. A cet égard, il est suggéré aux gestionnaires de réseaux d'offrir aux détenteurs de capacités la possibilité de réallouer leurs droits dans le cadre des enchères mensuelle et/ou journalière, comme cela est déjà le cas sur l'interconnexion Belgique-Pays-Bas. L'opportunité de transformer la règle UIOLI en une règle « use it or get paid for it » sera examinée ultérieurement en 2006 par les gestionnaires de réseaux et les régulateurs.

En ce qui concerne la nomination des capacités journalières, elle devra également être réalisée, de manière ferme, suffisamment tôt avant la première allocation infra journalière. Les trois régulateurs considèrent que la règle « use it or get paid for it » n'apporterait, dans ce cas précis, aucune valeur ajoutée tant que les mécanismes d'allocation de la capacité infra

⁵ DTe a récemment recommandé au législateur d'étudier la possibilité de lever cette restriction à l'importation pour les petits acteurs de marché.

⁶ Cette règle est déjà en vigueur sur l'interconnexion Belgique-Pays-Bas.

journalière ne sont pas des mécanismes de marché. En conséquence, une règle UIOLI stricte sera appliquée pour ces produits et une heure limite de nomination, commune aux deux interconnexions, devra être adoptée. La CRE, la CREG et DTe demandent aux gestionnaires de réseaux de mettre en œuvre ces dispositions dans les meilleurs délais.

2.7. Harmonisation

La CRE, la CREG et DTe demandent aux trois gestionnaires de réseaux de leur soumettre, pour le 1^{er} Août 2006, un projet de règles d'enchères complètement harmonisé entre les deux interconnexions (horaires d'enchères, échéances de temps, niveaux de fermeté, horaires de nomination, marchés secondaires, etc.). Une fois approuvées par les trois régulateurs, ces règles devront être opérationnelles sur les deux interconnexions à partir du 1^{er} Janvier 2007.

3. COUPLAGE DES MARCHES ORGANISES

3.1. Introduction

La CRE, la CREG et DTe encouragent fortement l'intégration des marchés de l'énergie et du transport lorsque l'on se rapproche du temps réel. Ils s'accordent également sur le fait que le principe d'un couplage des marchés organisés belge, français et néerlandais (Day Ahead Market Coupling or DAMC)⁷ est susceptible d'apporter des bénéfices en comparaison d'un mécanisme d'enchères explicites journalières.

3.2. Questions adressées aux opérateurs

Afin de pouvoir garantir un fonctionnement efficace et sécurisé du concept de couplage des marchés, les trois régulateurs demandent aux opérateurs du DAMC (i.e. les gestionnaires de réseaux et les opérateurs de marché) de considérer en détail les quatre points ci-dessous.

1. Le bon fonctionnement de l'algorithme de couplage des trois marchés. En effet, les trois régulateurs constatent, qu'à ce jour, ils n'ont ni d'indication claire, ni de description précise de la façon dont l'algorithme fonctionne.⁸ Par ailleurs, la CRE, la CREG et DTe exigent d'obtenir :
 - a. des informations détaillées sur la possibilité d'échanger des blocs d'énergie dans le cadre du DAMC;
 - b. des informations détaillées sur les différents cas où une « procédure de secours », alternative au DAMC, peut être nécessaire, ainsi qu'une description détaillée de la procédure de secours prévue ;
 - c. une analyse de sensibilité du fonctionnement de l'algorithme aux niveaux de capacité disponibles. Cette analyse s'avère d'autant plus nécessaire que la capacité habituellement disponible en journalier est très généralement très volatile.
2. Le potentiel de généralisation du concept de DAMC à d'autres marchés, compte tenu, plus particulièrement, du couplage de marchés prévu entre APX et Nordpool lorsque le câble NorNed sera opérationnel ;⁹
3. La démonstration d'absence de traitement discriminatoire entre les programmes nominés dans le cadre du DAMC et ceux nominés dans le cadre des enchères explicites. En effet, l'analyse du premier projet de DAMC laissait entendre que les gestionnaires de réseaux accepteraient de supporter la totalité du risque financier lié à une réduction potentielle des programmes nominés dans le cadre du DAMC et qu'à l'inverse, ces mêmes gestionnaires de réseaux ne soient pas prêts à offrir le même degré de garantie pour les programmes nominés dans le cadre des enchères explicites.
4. des informations concernant les coûts de mise en œuvre et de fonctionnement du concept de DAMC, ainsi que des informations sur la façon dont il sera financé. Cette demande vise à obtenir une analyse coût/bénéfice la plus détaillée possible des avantages du DAMC par rapport à un mécanisme d'enchères explicites journalières.

En plus des quatre points ci-dessus, les trois régulateurs considéreront les questions de surveillance des marchés et de pouvoirs de marché en fonction de leur mandat respectif.¹⁰

Les gestionnaires de réseaux et les marchés organisés sont invités à soumettre aux régulateurs un dossier complet dès que possible. Ce dossier devra impérativement fournir des réponses satisfaisantes aux quatre points évoqués plus haut. Dès réception du dossier final, les trois

⁷ I.e. le couplage des marchés belge, français et néerlandais.

⁸ Une description détaillée du fonctionnement de l'algorithme pourrait être incluse dans les règles néerlandaises d'accès au réseau.

⁹ Programmé pour la fin 2007, début 2008.

¹⁰ Voir Section 6.

régulateurs examineront et publieront leurs conclusions en trois mois minimum. Pendant cette période transitoire, le principe des enchères explicites sera également appliqué à l'échéance de temps journalière.

4. ECHANGES TRANSFRONTALIERS AUX HORIZONS DE TEMPS INFRA JOURNALIER ET D'AJUSTEMENT

4.1. Avantages des échanges transfrontaliers infra journaliers et d'ajustement

La mise en œuvre d'échanges transfrontaliers infra journaliers et d'ajustement est, dans une très large mesure, considérée comme une étape très importante, par les acteurs de marché ayant répondu à la consultation publique, de l'intégration des marchés. Plusieurs avantages ont été avancés par les acteurs de marché pour justifier cette mise en œuvre :

1. une plus grande flexibilité offerte aux acteurs de marché ;
2. une meilleure optimisation dans l'utilisation des capacités ;
3. un accroissement de la concurrence sur ces marchés proches du temps réel ;
4. une réduction des coûts de l'ajustement pour les gestionnaires de réseaux.

En conséquence, la CRE, la CREG et DTe soutiennent vivement l'introduction d'échanges infra journaliers et d'ajustement, et estiment que tout obstacle entravant leur mise en œuvre devrait être levés, en particulier ceux qui relèvent d'un manque de compatibilité entre les marchés.

La CRE, la CREG et DTe estiment, en outre, qu'il n'est pas nécessaire de réserver un volume prédéterminé de capacité qui serait dédié aux échanges infra journaliers et d'ajustement.

4.2. Mise en œuvre des échanges infra journaliers aux interconnexions

La CRE, la CREG et DTe conviennent que le cadre dédié aux échanges infra journaliers devra revêtir les caractéristiques suivantes :

- 1- Il devra permettre la révision des positions J-1 en cas d'aléa physique (perte de groupe ou variation imprévue de la consommation) ;
- 2- Aucune restriction ne devra a priori être imposée sur les nominations, en particulier sur le sens de circulation du flux ;
- 3- Les droits de capacité alloués en infra journalier devront obligatoirement donner lieu à la nomination d'une quantité équivalente d'énergie, et ne revêtiront donc pas le caractère d'options.

Les trois gestionnaires de réseaux sont tenus de soumettre avant fin juillet 2006 une proposition commune pour les échanges infra journaliers, tenant compte des caractéristiques exposées ci-dessus¹¹. Une fois approuvé par les régulateurs, ce mécanisme d'échanges infra journaliers devra entrer en vigueur le 1^{er} Janvier 2007 au plus tard.

4.3. Mise en œuvre des échanges d'ajustement aux interconnexions

En ce qui concerne les échanges d'ajustement, la CRE, la CREG et DTe ont une préférence marquée pour le modèle « GRT-GRT » (dans lequel les gestionnaires de réseaux ont, seuls, la responsabilité de gérer ce type d'échanges). En effet, ce modèle « GRT-GRT » paraît non seulement plus simple (et donc plus facile à mettre en œuvre), mais également plus sûr et plus efficace que les modèles fondés sur une participation directe des acteurs d'ajustement.

Pour le 1^{er} Janvier 2007, les trois gestionnaires de réseaux sont invités à remettre une proposition commune pour la mise en place d'échanges d'ajustement sur la base du modèle

¹¹ La proposition des GRTs doit également prendre en compte l'impact qu'elle pourrait avoir sur un éventuel marché de l'ajustement transfrontalier.

« TSO-TSO ». Une fois approuvé par les régulateurs, ce mécanisme d'échanges d'ajustement devra entrer en vigueur au 1^{er} Juillet 2007.

5. TRANSPARENCE DU MARCHÉ

5.1. Transparence du marché

La plupart des réponses à la consultation ayant plaidé en faveur d'une plus grande transparence du marché, la CRE, la CREG et DTe publieront une liste de référence détaillée des critères de transparence importants pour le 1^{er} Août 2006. Cette liste de référence devra être mise en œuvre par les acteurs du marché (y compris les gestionnaires de réseaux) avant le 1^{er} juillet 2007. Lorsque cela est possible, la liste précisera les critères de transparence susceptibles d'être mis en œuvre avant le 1^{er} Juillet 2007.

Les trois régulateurs s'efforceront de retenir les "meilleures pratiques" en matière de transparence des trois pays comme niveau minimum d'exigence, en tenant compte, notamment, des « meilleures pratiques » mentionnées par les contributeurs lors de la consultation publique. Ainsi, en général, l'exemple de Nord Pool était présenté par les acteurs ayant répondu à la consultation comme une bonne référence en matière de transparence de marché.

La liste de référence des critères de transparence doit au moins inclure les rubriques suivantes relatives à l'information du marché :

1. Prévision de consommation
2. Consommation réalisée
3. Disponibilité générale des moyens de production
4. Production réalisée
5. Nominations pour les capacités transfrontalières

En plus des rubriques précédentes, la liste de référence des critères de transparence relative aux activités des gestionnaires de réseau devra au moins inclure les points suivants :

1. Disponibilité du réseau
2. Flux transfrontaliers (réalisés)

La CRE, la CREG et DTe préfèrent, en principe, que les données mentionnées ci-dessus soient mises en ligne par les gestionnaires de réseaux sur leur site Internet. Il en va de même pour les méthodes de calcul de capacités élaborées avec les gestionnaires de réseau voisins. L'utilisation de formats et définitions harmonisés est également fortement conseillée.¹²

5.2. Transparence dans le calcul des capacités

A la fois l'article 5 du règlement n°1228/2003 et le projet de « congestion management guidelines » prévoient que le calcul des capacités d'interconnexion doit être publié, après approbation par les autorités de régulation.

Pour cela, la CRE, la CREG et DTe estiment qu'il est urgent que les trois gestionnaires de réseau commencent à échanger et partager leurs informations et leurs prévisions, en particulier sur les points suivants :

¹² Par exemple, les gestionnaires de réseau pourraient utiliser des feuilles de calcul compatibles avec Excel pour la publication des données.

1. Les meilleures estimations disponibles concernant le détail des scénarios de consommation et de production ;
2. La topologie du réseau et toute caractéristique pertinente au niveau le plus détaillé possible ;
3. Les transactions déjà programmées.

A partir de cet ensemble d'information et de prévision, réactualisées de façon optimale, les trois gestionnaires de réseaux fourniront, pour le 1^{er} Août 2006, une méthode commune, coordonnée, transparente et non discriminatoire, pour le calcul des capacités de « long terme » (échéances annuelles et mensuelles) et des capacités de « court terme » (échéances journalières, infra journalières et d'ajustement), dénommée ci-après « la méthode de calcul ».

La méthode de calcul doit prévoir des règles de partage des capacités disponibles sur les interconnexions couplées.¹³ Cette méthode devra définir, entre autres choses, les conditions de coopération entre les gestionnaires de réseau pour l'optimisation de la programmation des périodes de maintenance et les mesures de re-dispatching en cas d'incident. Une fois approuvée par les régulateurs, cette méthode devrait être publiée par les gestionnaires de réseaux et être opérationnelle pour le 1^{er} Janvier 2007.

6. COOPERATION ENTRE REGULATEURS ET ATTENUATION DES POUVOIRS DE MARCHÉ

6.1. Coopération entre régulateurs

Les trois régulateurs s'attendent à ce que l'intégration régionale des marchés belge, français et néerlandais ait un impact important sur la structure de marché dans les trois pays. Etant donné le degré important de concentration qui existe dans les trois marchés de gros de l'électricité, et particulièrement dans les marchés belge et français, les efforts réalisés pour l'intégration de ces marchés non seulement requiert une plus grande harmonisation et une extension du champ des activités de surveillance du marché, mais nécessite également d'assurer un suivi de l'exercice des pouvoirs de marché d'un point de vue plus régional.

Les trois régulateurs prennent acte du fait que la mise en œuvre d'une coopération conforme aux termes de l'article 23 de la directive 2003/54 nécessite qu'ils soient convenablement mandatés pour surveiller, superviser et réguler le marché au delà des frontières de leur pays respectif. Les trois régulateurs remarquent par exemple que, dans le cadre des lois nationales actuellement en vigueur, ils ne sont pas tous également mandatés pour partager des informations confidentielles sur l'activité des acteurs de marché avec les régulateurs d'autres pays. Dans le cas de la mise en place d'un « market coupling », les trois régulateurs conviennent que ce problème pourrait devenir encore plus sensible.

Comme il a été annoncé dans la section 2, les trois régulateurs créeront un groupe de travail commun dédié à la surveillance des principaux aspects des trois marchés de gros (par exemple le mécanisme d'enchère explicite, les bourses d'échanges, les mécanismes d'ajustement).

Dans un premier temps, les trois régulateurs se concentreront tout particulièrement sur le fonctionnement du mécanisme d'enchères explicites et, plus spécifiquement, sur les points suivants :

1. le processus d'allocation de capacité (comment se comportent les participants aux enchères de capacité ?) ;

¹³ I.e. lorsque la transaction sur une interconnexion influence de manière significative les flux et/ou les transactions possibles sur les autres interconnexions.

2. l'utilisation des capacités acquises (comment se comportent les détenteurs de capacité ?) ;
3. le calcul des capacités d'échanges aux interconnexions (comment se comportent les gestionnaires de réseaux ?).

Un rapport annuel sera publié pour donner aux acteurs du marché un retour d'expérience sur le fonctionnement des méthodes d'enchères explicites.

6.2. Mesures d'atténuation des pouvoirs de marché

En sus de ce qui a été présenté dans le paragraphe 6.1., l'intégration des marchés pourrait également nécessiter le recours à des mesures spécifiques pour l'atténuation des pouvoirs de marché. Les trois régulateurs sont préoccupés par le risque que les acteurs de marché dominants¹⁴ abusent de leur position sur le marché régional intégré. Ce risque de comportement abusif pourrait même contrebalancer les avantages potentiels du mécanisme DAMC, et pourrait avoir un impact négatif sur le bien-être social, sur la liquidité du marché de gros et la confiance des investisseurs dans le marché.¹⁵

Les trois régulateurs examineront plus en détail les questions soulevées ci-dessus.

6.3. Procédure de remplacement

Les trois régulateurs s'accordent sur le fait qu'une décision éventuelle consistant à approuver la mise en place du DAMC entre les marchés organisés belge, français et néerlandais ne pourra être considérée que comme temporaire. Le renouvellement de cette autorisation temporaire sera conditionnée au résultat d'un audit périodique des trois régulateurs en vue d'évaluer si, et dans quelle mesure, le DAMC apporte bien les bénéfices attendus.

L'éventualité d'une décision de non reconduction du DAMC (à cause d'un mauvais fonctionnement de l'algorithme ou en raison de problèmes liés à l'exercice de pouvoirs de marché) impose, par conséquent, que les gestionnaires de réseaux aient à leur disposition une méthode alternative rapide à mettre en œuvre (i.e. scénario de repli) et conforme au Règlement n°1228/2003, en d'autres termes un mécanisme d'enchères explicites journalières.

C'est pourquoi, les régulateurs demandent aux gestionnaires de réseaux, préalablement à toute prise de décision relative à l'approbation du mécanisme de DAMC, de développer et proposer une solution de remplacement pour approbation par les régulateurs.

¹⁴ Particulièrement les acteurs dominants ayant des positions dans plus d'un des trois marchés

¹⁵ Cela est particulièrement vrai pour le marché néerlandais, où le niveau actuel de concentration du marché s'avère être plus bas que dans le cas d'un marché Pays-Bas/Belgique pleinement intégré.

7. MISE EN OEUVRE DES RECOMMANDATIONS

Le tableau ci-dessous présente une synthèse des recommandations à appliquer par les gestionnaires de réseaux, les régulateurs et/ou les acteurs du marché, ainsi que les dates prévues pour leur mise en œuvre.

Date	Objet	Ordre
Décembre 2005	Publication par les GRT du niveau minimum de capacité à allouer aux échéances annuelle, mensuelles et journalières en 2006 sur les interconnexions France/Belgique et Belgique/Pays-Bas.	1
1 ^{er} Janvier 2006	Introduction d'enchères explicites à plis fermés aux interconnexions France/Belgique et Belgique/Pays-Bas, avec fixation du prix de référence au prix marginal des offres retenues, pour les échéances annuelles, mensuelles et journalières	2
	Mise en œuvre du groupe de travail inter-régulateurs pour la surveillance	3
1 ^{er} Avril 2006	Remise de la proposition des GRT pour les échanges de capacité sur les marchés secondaires	4
1 ^{er} Juillet 2006	Mise en œuvre d'un marché secondaire de capacité, après approbation des régulateurs	5
1 ^{er} Août 2006	Remise d'une proposition des trois GRT pour l'harmonisation des règles d'enchères.	6
	Remise d'une proposition des trois GRT pour la mise en place d'un mécanisme d'échanges intrajournalier	7
	Remise d'une proposition des trois GRT pour une méthode commune de calcul de la capacité d'interconnexion.	8
	Publication par les régulateurs d'une liste détaillée de demandes en matière de transparence	9
1 ^{er} Septembre 2006	Analyse par les régulateurs de l'opportunité de procéder à des enchères multi-annuelles et trimestrielles	10
	Introduction d'une enchère annuelle à plusieurs tours par les trois GRT	11
	Publication par les GRT du niveau minimum de capacité à allouer aux échéances annuelle, mensuelles et journalières en 2007 sur les interconnexions France/Belgique et Belgique/Pays-Bas.	12
1 ^{er} Octobre 2006	Remise d'une proposition des trois GRT pour une harmonisation totale des règles d'enchères	13
1 ^{er} Janvier 2007	Présentation par les GRT de la possibilité de mettre en place une plate-forme de trading centralisée	14
	Introduction par les GRT de règles pleinement harmonisées pour la gestion de la congestion entre la France et la Belgique, et entre la Belgique et les Pays-Bas, incluant une définition commune de la force majeure et une méthode de calcul coordonnées des capacités d'échanges entre pays.	15
	Analyse par les GRT et les régulateurs de la règle « use it or get paid for it »	16
	Mise en œuvre d'échanges infra journaliers aux interconnexions	17
	Proposition des trois GRT pour la mise en œuvre d'échanges d'ajustement	18
1 ^{er} Juillet 2007	Mise en œuvre d'échanges d'ajustement aux interconnexions	19
	Mise en application par les acteurs de marché des demandes des régulateurs en matière de transparence	20