



Commission de Régularisation de l'Électricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél. : 02 289 76 11
Fax. : 02 289 76 09

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

ETUDE

(F)110428-CDC-1014

sur

'l'impact du câble NorNed sur les prix Day Ahead d'électricité aux Pays-Bas, en Allemagne et en Belgique'

réalisée en application de l'article 23, § 2, deuxième alinéa, 2° et 19°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

28 avril 2011

TABLE DES MATIERES

I.	CADRE LEGAL.....	5
II.	CONCEPT LIES AUX INTERCONNECTIONS.....	7
II.1	Premier concept: valeur socio-économique d'une interconnexion.....	7
II.2	Deuxième concept: effet du couplage des marchés.....	9
II.3	Troisième concept: enchères explicites et implicites.....	11
II.4	Quatrième concept: couplage par les prix ou par les volumes.....	13
II.4.1	Couplage par les prix.....	13
II.4.2	Couplage par les volumes » ou « interim thight volume coupling » (ITVC).....	14
III.	ANALYSE PRATIQUE : LE CAS DE NORNED.....	15
III.1	Création et développement.....	15
III.1.1	Les actionnaires : Statnett et TenneT.....	15
III.1.2	Structure du parc de production norvégien et hollandais.....	17
III.1.3	Bref historique et dispositions légales.....	19
III.1.3.1	Etude de SKM Energy Consulting.....	20
III.1.3.2	Décision DTe.....	21
III.1.3.3	Décision NMa.....	22
III.1.4	Construction et disponibilité du câble.....	23
III.1.5	Financement du câble.....	25
III.2	Rentes de congestion et utilisation des bénéfices.....	26
III.2.1	Rentes de congestion.....	26
III.2.2	Utilisation des bénéfices.....	28
III.3	Analyse des volumes échangés sur le câble.....	28
III.4	Conclusion.....	31
IV.	IMPACT DU CABLE NORNED SUR LES PRIX DAY AHEAD HOLLANDAIS.....	33
IV.1	Evolution des prix norvégiens et hollandais.....	34

IV.1.1	Convergence des prix	35
IV.1.2	Volatilité des prix.....	37
IV.1.3	Prix en heures de pointe et en heures creuses	37
IV.1.4	Résilience du marché	38
IV.1.4.1	Méthode	38
IV.1.4.2	Résultats	39
IV.1.4.3	Interprétation.....	41
IV.1.4.4	Remarque	42
IV.2	Corrélation entre les prix d'électricité et les prix du gaz hollandais	42
IV.3	Corrélation entre les prix d'électricité et les réservoirs hydrauliques norvégiens ...	44
IV.4	Conclusion.....	46
V.	IMPACT DU CABLE NORNED SUR LES PRIX DAY AHEAD ALLEMANDS ET BELGES	48
V.1	Impact du câble NorNed sur le marché allemand.....	49
V.1.1	Analyse des importations/exportations	50
V.1.2	Corrélation des prix	51
V.2	Impact du câble NorNed sur le marché belge	52
V.2.1	Analyse des exportations/importations	53
V.2.2	Corrélation des prix	54
V.3	Conclusion.....	57
VI.	COUPLAGE DU CABLE NORNED	58
VII.	RESULTATS DE L'ETUDE.....	61
VIII.	BIBLIOGRAPHIE.....	64

INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) a rédigé une étude sur l'impact du câble NorNed sur l'évolution des prix Day Ahead d'électricité aux Pays-Bas, en Allemagne et en Belgique, conformément à l'article 23, § 2, deuxième alinéa, 2° et 19°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après « loi électricité »).

NorNed, dont la capacité est de 700 MW, est une installation sous-marine de transmission d'électricité en courant continu à haute tension (CCHT) reliant la Norvège et les Pays-Bas. Cet investissement régulé de 600 millions d'euros a comme objectifs d'augmenter la liquidité des marchés Day Ahead de Nord Pool et APX ainsi que de réduire la volatilité de leurs prix. Les opérations commerciales de ce câble ont démarré le 6 mai 2008.

L'étude se constitue en sept parties. La première partie aborde le volet légal. Dans la deuxième partie, la CREG reprend certains concepts liés aux interconnexions. La troisième partie retrace l'historique du câble NorNed et donne une première analyse sur le financement du câble et les revenus de congestion perçus. La quatrième partie se focalise sur l'impact du câble sur le marché Day Ahead hollandais. La cinquième partie analyse les effets du câble sur les marchés Day Ahead allemand et belge. Le récent couplage du câble est analysé dans la sixième partie. Enfin, les résultats de l'étude sont regroupés dans la septième partie.

L'étude a été approuvée par le Comité de direction lors de sa réunion du 28 avril 2011.



I. CADRE LEGAL

1. Cette étude a été réalisée en application de l'article 23, § 2, deuxième alinéa, 2° et 19°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après « loi électricité ») :

« Art.23. §2. La commission est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché de l'électricité, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des lois et règlements y relatifs, d'autre part.

A cet effet, la commission :

[...]

2° d'initiative ou à la demande du ministre ou d'un gouvernement de région, effectuée des recherches et des études relatives au marché de l'électricité ;

[...]

19° veille à ce que la situation notamment technique et tarifaire du secteur de l'électricité ainsi que l'évolution de ce secteur visent l'intérêt général et cadrent avec la politique énergétique globale. La Commission assure le monitoring permanent du marché de l'électricité, tant sur le plan du fonctionnement du marché que sur le plan des prix. Le Roi peut préciser, sur proposition de la Commission, par arrêté délibéré en Conseil des Ministres, les modalités du monitoring permanent du marché de l'électricité. »

2. Au niveau du droit Européen, cette étude fait référence au Règlement Européen (CE) n°714/2009 du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le Règlement (CE) n°1228/2003.

3. L'article 6, §6, du Règlement Européen (CE) n°1228/2003 mentionne les différentes possibilités quant à l'utilisation des recettes résultant des échanges transfrontaliers entre Etats membres :

« Art.6. §6. Toute recette résultant de l'attribution d'interconnexions est utilisée pour un ou plusieurs des buts suivants :

- a) garantie de la disponibilité réelle de la capacité attribuée ;*
- b) investissements de réseau pour maintenir ou accroître les capacités d'interconnexion ;*
- c) comme une recette que les autorités de régulation doivent prendre en considération lors de l'approbation de la méthode de calcul des tarifs des réseaux et/ou pour évaluer si les tarifs doivent être modifiés. »*

4. L'article 16, §6, du Règlement Européen (CE) n°714/2009 abrogeant l'article 6, §6, du Règlement Européen (CE) n°1228/2003 met à jour les différentes possibilités quant à l'utilisation des recettes résultant des échanges transfrontaliers entre Etats membres :

« Art.16., §6. Les recettes résultant de l'attribution d'interconnexions sont utilisées aux fins suivantes :

- a) garantir la disponibilité réelle des capacités attribuées ; et/ou*
- b) maintenir ou accroître les capacités d'interconnexion via les investissements dans le réseau, en particulier dans les nouvelles interconnexions.*

Si les recettes ne peuvent être utilisées d'une manière efficace aux fins mentionnées aux points a) et/ou b) du premier alinéa, elles peuvent être utilisées, sous réserve de l'approbation par les autorités de régulation des Etats membres concernés, à concurrence d'un montant maximum fixé par ces autorités de régulation, pour servir de recettes que les autorités de régulation doivent prendre en considération lors de l'approbation de la méthode de calcul des tarifs d'accès au réseau, et/ou de la fixation de ces tarifs.

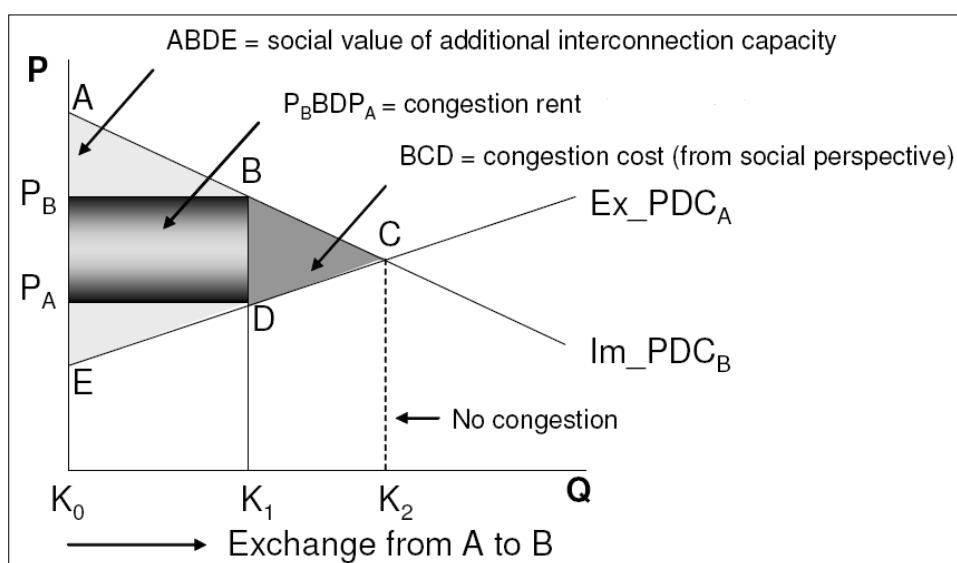
Le solde des recettes est inscrit dans un poste distinct de la comptabilité interne jusqu'à ce qu'il puisse être dépensé aux fins prévues aux points a) et/ou b) du premier alinéa. L'autorité de régulation informe l'agence de l'approbation visée au deuxième alinéa. »

II. CONCEPT LIÉS AUX INTERCONNEXIONS

II.1 Premier concept: valeur socio-économique d'une interconnexion

5. La figure 1 reprend un modèle basique auquel la littérature fait souvent référence quand il s'agit de déterminer la valeur socio-économique d'une interconnexion.

Figure 1 : Valeur socio-économique d'une interconnexion



(Source: De Jong, 2007)

6. Soit deux marchés, « A » et « B », non-interconnectés dont les niveaux de prix au cours d'une heure donnée sont respectivement égaux à E et A. Le coût social de la congestion entre ces deux marchés au cours de cette heure donnée est dans ce cas égal au triangle ACE.

7. La courbe Ex_PDC_A représente l'impact qu'aurait une exportation du marché « A » vers le marché « B » sur le niveau des prix au sein du marché « A ». Inversement, la courbe Im_PDC_B représente l'impact qu'aurait une importation du marché « A » vers le marché « B » sur le niveau des prix au sein du marché « B ».

8. Par le biais d'échange d'énergie entre les deux marchés, la mise en place d'une interconnexion de capacité K_1 aura pour impact d'augmenter les prix au sein du marché « A » de E à P_A et de diminuer les prix au sein du marché « B » de « A » à P_B . La mise en service de l'interconnexion aura pour effet de réduire le coût de la congestion du triangle ACE au triangle BCD. Cette réduction du coût de la congestion, dont le montant est égal à l'aire du trapèze ABDE, représente la valeur socio-économique de l'interconnexion.

9. Le rectangle P_BBDP_A , c'est-à-dire la capacité de l'interconnexion multipliée par le différentiel de prix entre les deux marchés après mise en service de l'interconnexion ($P_B - P_A$), représente la rente de congestion qui est perçue sur l'interconnexion.

10. A noter que dans le cas où la capacité de l'interconnexion est supérieure ou égale à K_2 , la valeur socio-économique de l'interconnexion est à son maximum et le coût de la congestion est nul. A un tel niveau de capacité, la rente de congestion perçue sur l'interconnexion est nulle.

11. En conclusion, la figure 1 représente les bénéfices socio-économiques de l'interconnexion au cours d'une heure donnée. Il convient de sommer les bénéfices socio-économiques calculés pour chaque heure donnée au cours de la durée de vie de l'interconnexion pour connaître la valeur socio-économique de celle-ci.

Le différentiel des prix entre les deux marchés interconnectés permet de créer de nombreuses opportunités d'arbitrage. Cependant, tous les bénéfices socio-économiques d'une interconnexion ne peuvent pas être représentés graphiquement, et sont fonction de l'amélioration de la volatilité des prix et donc de la prime de risque.

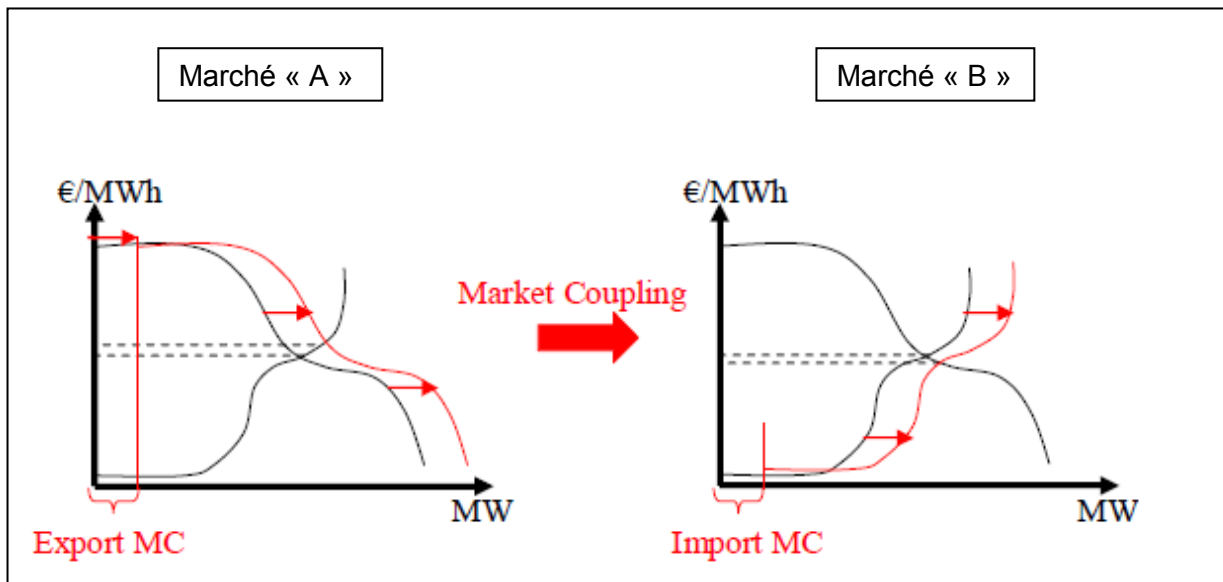
En outre, d'autres avantages tels qu'une meilleure intégration au sein du marché européen, une amélioration de la sécurité d'approvisionnement, et des opportunités en matière de services auxiliaires (black start, réglage de la tension, puissance réactive) sont également avancés par plusieurs spécialistes¹ sans pouvoir être quantifiés.

¹ DE NOOIJ Michiel, "Optimal investments in interconnectors and transmission capacity: Lessons from NorNed and the East-West interconnector", Market Design 2009, Stockholm conference, 18 September 2009.

II.2 Deuxième concept: effet du couplage des marchés

12. La figure 2 reprend l'effet du couplage des marchés sur les courbes horaires d'offre et de demande d'électricité.

Figure 2.: Effet du couplage des marchés sur les courbes horaires d'offre et de demande



Source: site web Belpex

13. Si le prix de l'électricité du marché « A » est plus petit que le prix du marché « B », un transfert d'électricité s'effectuera du marché « A » vers le marché « B ».

14. En exportant de l'électricité du marché « A » vers le marché « B », le prix sur le marché « A » augmentera et vice versa sur le marché importateur. Le transfert entre les deux marchés s'arrêtera lorsque les deux marchés auront atteint un prix unique, ou lorsque toute la capacité de transfert disponible sera utilisée.

15. Une exportation résultant du couplage des marchés est demandée au prix maximum. Le volume exporté se trouve donc au début de la courbe de demande du marché « A ». Une importation résultant du couplage des marchés est offerte au prix minimum. Le volume importé se trouve donc au début de la courbe d'offre sur le marché « B ».

16. Le couplage des marchés a donc pour effet de déplacer les courbes d'offre et de demande sur les marchés respectifs aussi longtemps qu'il y a une différence de prix entre les marchés et qu'il reste de la capacité de transfert disponible (appelée « *Net Transfer Capacities* » ou « *NTC* ») sur l'interconnexion. L'importance du déplacement des courbes

est donc directement liée aux valeurs des capacités de transfert disponibles sur l'interconnexion.

17. La figure 3 reprend les valeurs annuelles minimales définies pour les NTC en 2011 dans la région Central West Europe (ci-après « CWE »). Ces valeurs sont exprimées en MW.

Figure 3 : Valeurs annuelles minimales définies pour les Net Transfer Capacities (NTC) en 2011 dans la région CWE (en MW) -

28/10/2010				
To \ From	FR	DE	NL	BE
FR		1500*		800
DE	1100		1468**	
NL		1468**		946 ¹
BE	1850 ²		946 ¹	

Informations complémentaires :

1) 946 MW pendant 100% du temps, 1.219 MW pendant 90% du temps garantis par Elia.

2) 1.850 MW pendant 100% du temps, 2.000 MW pendant 95% du temps, 2.200 MW pendant 90% du temps garantis par Elia

* Proposition 800 MW (annuel) + 600 MW (mensuel) + 100 MW (journalier)

** Les capacités de transfert **totales** par an (1300 MW) et par mois (850 MW) sont définies par le régulateur néerlandais. La distinction entre la frontière belge et la frontière allemande repose sur une décision du Comité directeur de TSO Auction du 13 septembre 2006. (Pour la frontière allemande, il s'agit de 899 MW (Amprion) + 469 MW (TenneT G) + jour 100 MW = 1468 MW.)

Source: site web Elia

II.3 Troisième concept: enchères explicites et implicites

18. La figure 4 reprend les types d'enchères utilisés aux frontières hollandaises (Norvège, Allemagne, Belgique) pour allouer les NTC avant le couplage des marchés. Ces enchères sont organisées annuellement, mensuellement et quotidiennement. Concernant le marché Day Ahead, deux types d'enchères étaient utilisés : les enchères explicites et les enchères implicites.

Figure 4 : Types d'enchères utilisés aux frontières hollandaises avant le couplage des marchés Day Ahead

<i>Temps/frontières</i>	Norvège	Allemagne	Belgique
Annuel	-	Explicite	Explicite
Mensuel	-	Explicite	Explicite
Day-Ahead	Explicite	Explicite	Implicite

Dans un système d'enchères explicites, les NTC sont mises aux enchères séparément et indépendamment des prix d'électricité. Vu que les NTC et l'électricité sont échangés séparément, il existe une asymétrie d'information pouvant entraîner une utilisation sous-optimale de l'interconnexion.

Dans un système d'enchères implicites, les NTC sont implicitement intégrées dans les marchés Day-Ahead. Les prix résultants reflètent donc le coût de l'énergie et le coût de la congestion à chaque frontière. Ce système d'enchères permet une utilisation optimale de l'interconnexion vu que les NTC sont automatiquement allouées aux marchés couplés.

19. La figure 5 ci-dessous reprend les types d'enchères utilisés aux frontières hollandaises après le couplage des marchés.

Figure 5 : Types d'enchères utilisés aux frontières hollandaises après le couplage des marchés Day Ahead

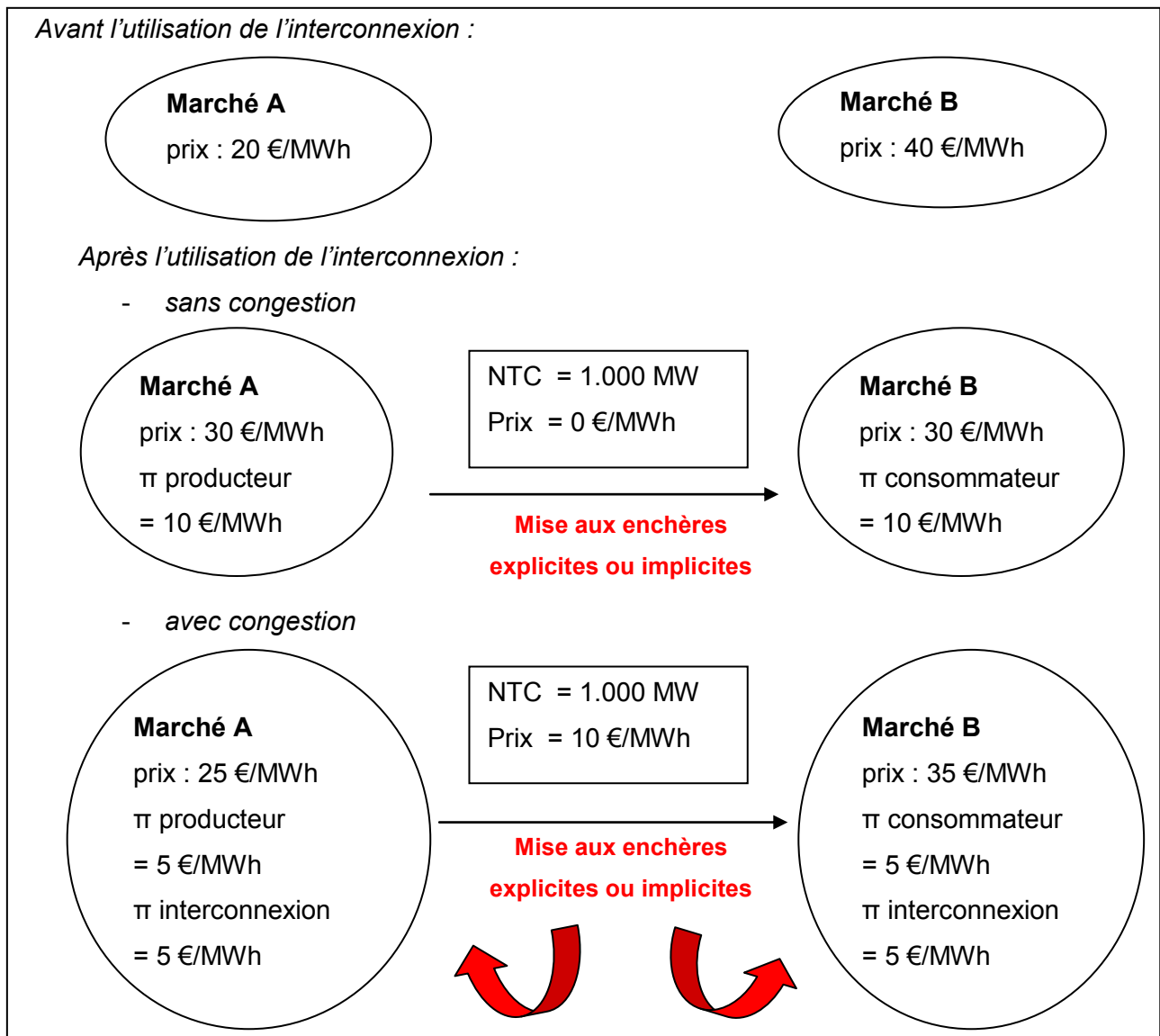
<i>Temps/frontières</i>	Norvège	Allemagne	Belgique
Annuel	-	Explicite	Explicite
Mensuel	-	Explicite	Explicite
Day-Ahead	Interim Tight Volume Coupling ("ITVC")	Implicite	Implicite

On constate que toutes les NTC sont alloués au couplage des marchés Day Ahead. La première phase du couplage des marchés a démarré le 9 novembre 2010 et incluait la frontière entre l'Allemagne et les Pays-Bas. La seconde phase a démarré le 12 janvier 2011 et concernait NorNed.

L'intégration des marchés permet de maximiser les volumes échangés. Il y a donc une amélioration de l'utilisation de l'interconnexion grâce à une amélioration du « *market design* ».

20. Enfin, les enchères explicites et implicites ont un prix non nul que si l'interconnexion est congestionnée comme l'illustre l'exemple ci-dessous (Figure 6).

Figure 6 : Exemple de la mise aux enchères explicites ou implicites de NTC sur les prix de deux marchés interconnectés.



II.4 Quatrième concept: couplage par les prix ou par les volumes

21. Dans la région CWE, il existe deux sociétés qui offrent un couplage des marchés. La première société, Capacity Allocation Service Company – Central Western Europe (ci-après « CASC-CWE »), a développé un couplage par les prix. La deuxième société, European Market Coupling Company (ci-après « EMCC »), a créé un couplage par les volumes.

II.4.1 Couplage par les prix

22. CASC-CWE est une société de service qui, au nom des gestionnaires de réseau de transport de la région CWE, agit en tant que plateforme pour la mise en place et la gestion des enchères pour toutes les interconnexions dans la région CWE. CASC-CWE est une joint venture entre Creos, Elia, EnBW Transportnetze AG, Transpower, RTE, Amprion et TenneT (Figure 7). Elle organise des enchères explicites pour les NTC mensuels et annuels, ainsi que des enchères implicites pour les NTC journaliers.

23. Mis en place sur les frontières françaises, belges et hollandaises en 2006, le couplage par les prix signifie que CASC-CWE s'occupe de calculer les nominations sur les interconnexions et les prix des différents marchés selon son algorithme. Il communique ensuite ces informations aux marchés respectifs.

Figure 7 : Interconnexions gérées par CASC-CWE



Source : <http://www.casc.eu/en/CASC-CWE/>

II.4.2 Couplage par les volumes » ou « interim tight volume coupling » (ITVC)

24. EMCC est une société de service qui agit en tant que plateforme pour la mise en place et la gestion des interconnexions reliant la région CWE et la région nordique (Figure 8). EMCC est une joint venture entre Nord Pool, EPEX, 50Hertz, Transpower stromübertragungs et Energinet.dk. Elle organise un couplage par les volumes pour les NTC journaliers.

25. Mise en place sur les frontières entre l'Allemagne et la région nordique en novembre 2009, le couplage par les volumes signifie que EMCC s'occupe de calculer les nominations sur les interconnexions selon son algorithme. Il communique ensuite ces informations aux marchés respectifs qui calculent leurs prix d'électricité indépendamment.

26. EMCC est accrédité comme trader sur les marchés et est autorisé par les propriétaires des NTC, Transpower, 50 Hertz et Energinet.dk d'allouer les NTC à disposition des marchés. Les rentes de congestion sont accumulées par EMCC qui paye ensuite les propriétaires des NTC.

Figure 8 : Interconnexions gérées par EMCC

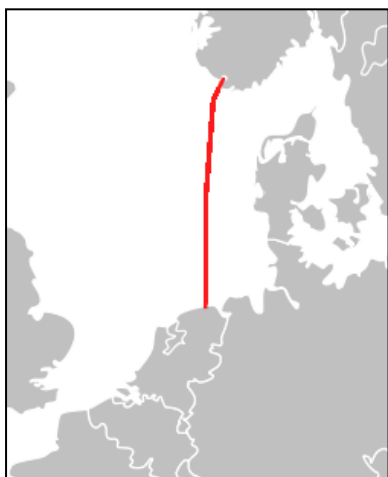


Source : <http://www.marketcoupling.com/>

III. ANALYSE PRATIQUE : LE CAS DE NORNED

27. Le projet NorNed porte sur le déploiement du plus long câble sous-marin de transport d'électricité au monde. Cette interconnexion fournit une liaison sous-marine hybride bipolaire de 580 km et d'une capacité de 700 MW fonctionnant en courant continu haute tension (CCHT). Le câble traverse la mer du Nord via les eaux territoriales danoises et allemandes, pour relier Feda (Norvège) à Eemshaven (Pays-Bas), permettant ainsi d'interconnecter les réseaux électriques de ces deux pays. Les initiateurs de ce projet sont les gestionnaires des réseaux électriques de transport norvégien (Statnett) et néerlandais (TenneT).

Figure 9 : Câble NorNed

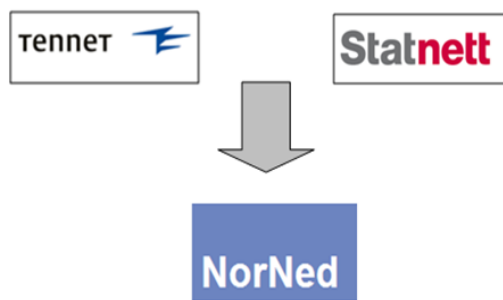


III.1 Création et développement

III.1.1 Les actionnaires : Statnett et TenneT

28. Statnett est une société publique gérant le réseau de transport 300-420 kV norvégien depuis 1992. Cette entreprise est née de la scission de l'opérateur électrique « *Statkraftverkene* » en deux entités publiques, Statnett et Statkraft. La première est responsable du réseau de transport électrique dont le financement et la gestion des revenus liés aux interconnexions avec les pays voisins. Elle est également le fondateur de Nord Pool, la première bourse d'électricité multinationale, qui inclut la Norvège, la Suède, la Finlande et le Danemark. La deuxième s'est spécialisée dans la production d'électricité et exploite le parc hydraulique, propriété de l'Etat

Figure 10 : Actionnaires NorNed

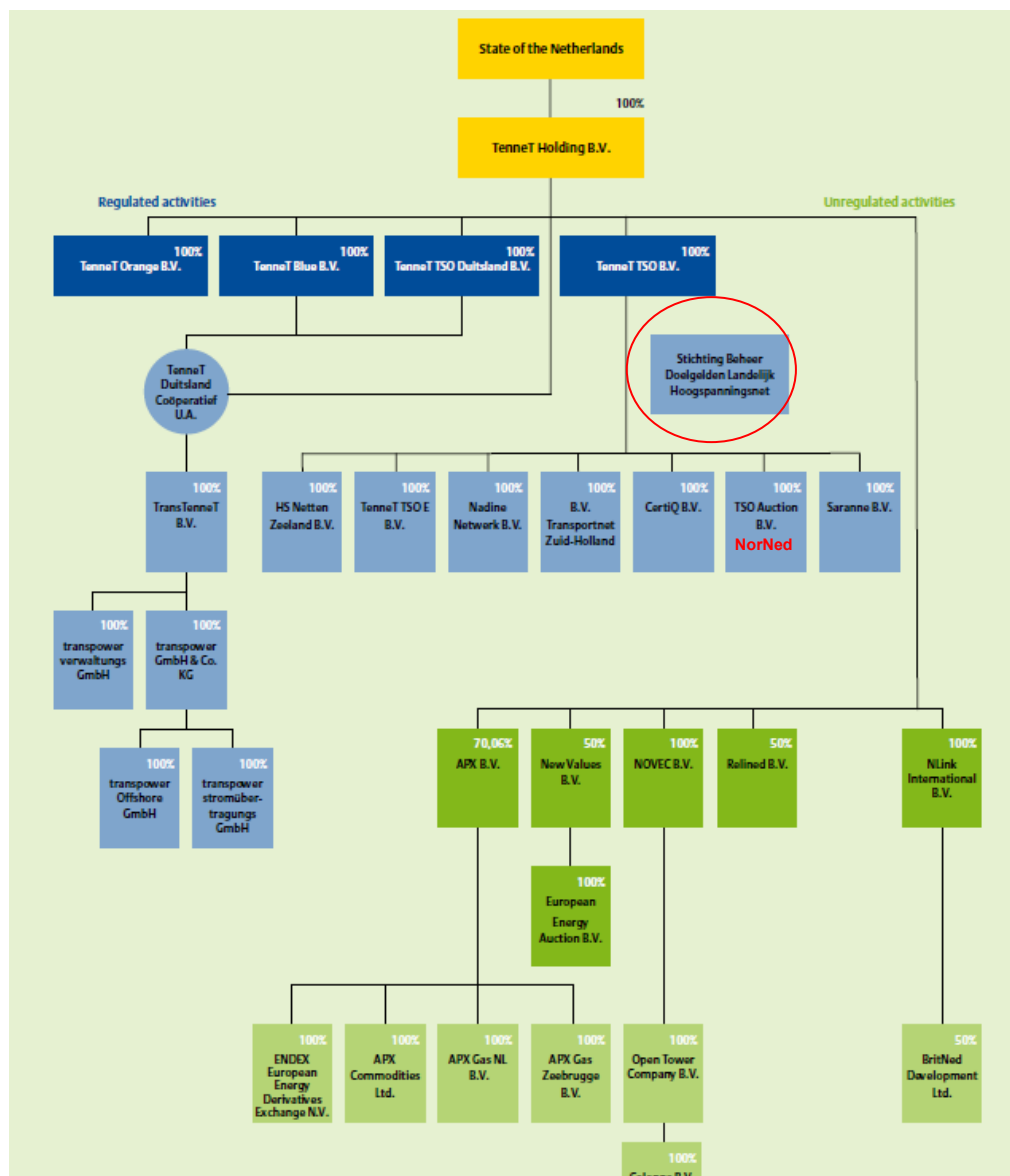


29. TenneT Holding a été créée en 1998 afin de séparer les activités régulées et non régulées du gestionnaire de réseau de transport hollandais. L'actionnaire unique est le gouvernement néerlandais à travers son Ministre des finances. TenneT TSO, filiale de TenneT Holding, gère le réseau de transport hollandais ainsi que l'interconnexion régulée NorNed. Cependant, ce projet a été financé via la « *Stichting Beheer Doelgelden Landelijk Hoogspanningsnet* » qui gère les fonds alloués à TenneT TSO.

30. Ces fonds sont alimentés par les produits liés aux tarifs de déséquilibres ainsi que les produits liés aux enchères aux frontières norvégiennes, belges, et allemandes. Ils ne peuvent être dépensés que sur autorisation du directeur de l'office de régulation de l'énergie (ci-après « DTe »). Cet office dépend du Ministère des affaires économiques et opère en tant que chambre au sein de l'autorité néerlandaise de concurrence (ci-après « NMa »).

31. La figure 11 reprend la structure organisationnelle de TenneT Holding depuis le 31 mars 2010. A noter qu'on y retrouve l'interconnexion NorNed dans « *TSO Auction B.V.* » (activités régulées) alors que l'interconnexion reliant le Royaume-Uni aux Pays-Bas se retrouve dans « *BritNed Development Ltd* » (activités non régulées).

Figure 11 : Structure organisationnelle de TenneT Holding (depuis le 31 mars 2010)



Source : Rapport annuel TenneT 2009, p. 69

III.1.2 Structure du parc de production norvégien et hollandais

32. Comme indiqué à la figure 12 qui reprend les capacités installées en Norvège et aux Pays-Bas en fonction du type de centrale, la Norvège et les Pays-Bas ont des sources très différentes d’approvisionnement d’énergie. La production d’électricité en Norvège est basée à 96% sur l’énergie hydraulique alors que la production hollandaise est basée sur les combustibles fossiles, principalement le gaz (63%).

Figure 12.: Capacités installées en Norvège et aux Pays-Bas en 2008

Capacités de production installées en Norvège		
	MW	%
Centrale hydraulique	29.229	96%
Centrale thermique	726	2%
Centrale éolienne	389	1%
Total	30.344	99%

Capacités de production installées aux Pays-Bas		
	MW	%
Centrale nucléaire	485	2%
Centrale au gaz	11.881	63%
Centrale au charbon	3.136	17%
Centrale biomasse	62	0%
Centrale charbon/biomasse	1.040	5%
Centrale éolienne	2.300	12%
Total	18.904	99%

Source: Statistics Norway (<http://www.ssb.no/>) et Statistics Nederlands (<http://www.cbs.nl>)

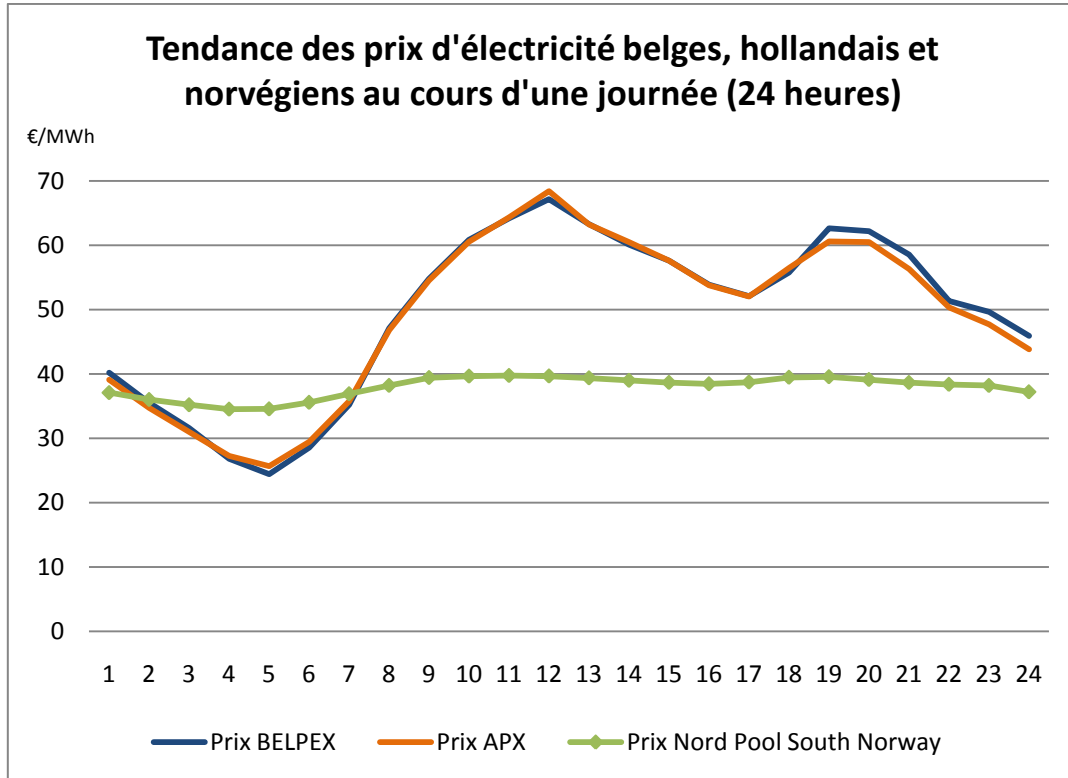
33. Ceci amène à des situations extrêmement différentes dans les deux pays : alors que la Norvège pourrait avoir un manque d'énergie (MWh) lors des années sèches, les Pays-Bas pourraient être concernés par un manque de capacité (MW) lors des heures de pointe. La Norvège a un surplus de capacité et peut investir à faible coût dans des nouvelles capacités hydrauliques. L'accès à cette capacité peut être considérablement valorisé par les Pays-Bas vu son manque de capacité pour satisfaire la demande lors des heures de pointe. D'un autre côté, les Pays-Bas ont un surplus d'énergie, dans le sens qu'une grande partie des unités de production sont au ralenti lors des heures creuses.

34. Par conséquent, le projet NorNed pourrait contribuer à garantir la continuité de l'approvisionnement et permettre d'optimiser l'utilisation des capacités de production entre les deux pays, notamment grâce à une utilisation plus efficace des ressources hydrauliques en Norvège pendant les années de forte pluviosité et une meilleure exploitation des capacités thermiques aux Pays-Bas pendant les heures creuses.

35. La figure 13 explique graphiquement la tendance horaire des prix d'électricité en Norvège, aux Pays-Bas et en Belgique. Ce graphique se base sur les données horaires Day Ahead de Nord Pool (South Norway), de APX et de Belpex. A cette fin, un prix moyen pour

chaque heure a été calculé en prenant la moyenne des prix du 1er janvier 2007 au 27 janvier 2011 (1.488 jours) pour chaque heure d'une journée (24 heures).

Figure 13 : Tendence des prix d'électricité norvégiens, hollandais et belges au cours d'une journée



Source : prix horaire sur Nord Pool (35.712 données), APX (35.590 données) et Belpex (35.566 données)

36. La tendance à des prix fortement plus élevés en heures de pointe est bien plus visible sur les prix APX que sur les prix Nord Pool (South Norway). Ceci traduit très bien la différence dans la structure des parcs de production norvégiens et hollandais que le câble NorNed pourrait optimiser. Remarquons également que la tendance horaire des prix électricité de Belpex est identique à celle des prix APX.

III.1.3 Bref historique et dispositions légales

37. Statkraft et Sep (ex-association regroupant les producteurs d'électricité hollandais) ont commencé la planification du projet NorNed en 1990 et ont conclu un « *power exchange agreement* » (PEA) en 1994. Après la restructuration des sociétés dans le contexte de la dérégulation du secteur de l'énergie dans les deux pays, Sep, Statkraft et Statnett étaient contractuellement liés par le PEA jusqu'au 16 janvier 2004.

En parallèle, Statnett et TenneT avaient signé une lettre d'intention afin de développer une interconnexion régulée entre les deux pays. Cette interconnexion appartiendrait aux gestionnaires du réseau de transport norvégien et hollandais.

III.1.3.1 Etude de SKM Energy Consulting

38. En 2003, Statnett et TenneT demande à SKM Energy Consulting une étude visant à déterminer les bénéfices socio-économiques d'un câble reliant le marché électrique norvégien au marché électrique hollandais.

Les consultants de SKM Energy Consulting identifient quatre éléments déterminants la valeur socio-économique du câble NorNed:

- 1) les rentes de congestion;
- 2) l'impact du câble sur les surplus des consommateurs et des producteurs;
- 3) l'impact sur les rentes de congestion perçues aux autres frontières;
- 4) l'impact sur le marché des services auxiliaires norvégien et hollandais.

39. En 2004, Statnett et Tennesse développent un business plan en collaboration avec DTe, APX et ILEX Energy Consulting pour la construction du câble NorNed. Concernant la détermination de la valeur socio-économique du câble, les mêmes hypothèses que celles de l'étude de SKM Energy Consulting sont reprises alors que les montants avancés (mis à part l'estimation des rentes de congestion) sont sujets à de grandes réserves.

40. Le 31 août 2004, TenneT dépose une demande écrite au directeur de DTe afin d'utiliser les revenus de la « *Stichting Beheer Doelgelden Landelijk Hoogspanningsnet* » pour financer le câble NorNed. Selon cette demande, toute la capacité du câble devait être disponible au marché Day-Ahead de Nord Pool Spot et de APX via un système d'enchères implicites.

III.1.3.2 Décision DTe

41. Sur base de l'article 6.6.b. du Règlement (CE) n°1228/2003, DTe a approuvé dans sa décision du 23 décembre 2004 le financement du projet NorNed pour TenneT au moyen des fonds de la « *Stichting Beheer Doelgelden Landelijk Hoogspanningsnet* », reprenant entre autres les rentes de congestion aux frontières allemandes et belges

Dés le départ, DTe avait exprimé son souhait que l'ensemble de la capacité disponible soit allouée implicitement au couplage des marchés Day Ahead de Nord Pool Spot et de APX afin d'augmenter la liquidité de ces marchés et de réduire la volatilité de leurs prix.

DTe suggère également d'augmenter la capacité du câble NorNed à 700 MW, et de coupler le financement avec un double système incitatif dans lequel TenneT serait tenu, d'une part, de réaliser la construction du projet le plus vite possible et pour un coût maximum de 318 millions d'euros, et d'autre part, une fois la construction terminée, de garantir une disponibilité minimale du câble. Selon le respect des conditions fixées par DTe, TenneT recevrait ou paierait un certain montant annuellement via son bénéfice commercial.

42. Les rentes de congestion perçues par le câble NorNed étaient estimées annuellement à 66 millions d'euros pour une capacité de 600 MW. Ces revenus devaient être divisés en parts égales entre la Norvège et les Pays-Bas. TenneT propose également d'allouer la partie hollandaise (c'est-à-dire un revenu annuel de 33 millions d'euros) à la « *Stichting Beheer Doelgelden Landelijk Hoogspanningsnet* », au même titre que les rentes de congestions perçues aux frontières allemandes et belges.

43. En outre, la décision de DTe requiert la soumission d'une proposition de changement du « *grid code* » par TenneT, en accord avec l'« *Electricity Act* », pour le 1^{er} janvier 2006. Cette proposition devait inclure une procédure de calcul afin de déterminer la capacité du câble et l'allocation de cette capacité aux différents partis via un système d'enchères implicites.

III.1.3.3 Décision NMa

44. TenneT rencontre cependant des problèmes dans la rédaction de sa proposition. En effet, les Pays-Bas s'étaient engagés parallèlement dans le couplage trilatéral (ci-après « couplage TLC ») avec la France et la Belgique basé sur un système d'enchères explicites et implicites.

Dès lors, deux problèmes majeurs devaient être surmontés afin d'allouer la capacité de NorNed aux enchères implicites :

- 1) L'harmonisation des « *Gate Closure Times* » (heure de fermeture des bourses d'électricité, ci-après « GCT ») entre la région TLC et la région nordique;
- 2) la volonté des bourses d'électricité française et belge d'échanger leur carnet d'offres au profit d'un couplage implicite des marchés avec le câble NorNed.

45. Le 6 juin 2007, les Ministres, les Autorités de régulation, les GRTs et les bourses d'électricité de la région CWE signent un Memorandum of Understanding afin de faire tout ce qui est nécessaire pour atteindre le couplage des marchés de la région CWE le plus vite possible.

Concernant le câble NorNed, une solution intérimaire est discutée vu le temps nécessaire à l'harmonisation des GCT dans la région CWE. En juin 2007, après de nombreux refus et discussions, la bourse d'électricité Nord Pool et le gestionnaire du réseau électrique Statnett accepteront finalement d'allouer la capacité NorNed via un système d'enchères explicites comme une solution temporaire.

46. TenneT rédige alors une proposition de calcul basée sur la méthode utilisée pour allouer la capacité journalière de l'interconnexion entre l'Allemagne et les Pays-Bas. La seule différence concernant NorNed est l'application d'une contrainte qui limite le changement de direction de l'électricité échangé à 600 MW endéans deux heures consécutives. La capacité du câble NorNed est donc calculée en trois étapes : (i) détermination de la direction préférée du transfert, (ii) réduction de la capacité si la direction préférée change, et (iii) allocation de la capacité aux différents partis.

47. Statnett a également indiqué que l'échange intraday n'était pas possible sur le marché norvégien. Dès lors, la capacité de transport qui n'a pas pu être vendue aux enchères explicites ne sera pas réallouée au marché intraday.

De plus, le marché norvégien ne permet pas d'organiser des enchères explicites annuelles ou mensuelles comme c'est le cas à la frontière belgo-hollandaise. L'allocation de la capacité de NorNed se fera donc uniquement via un système d'enchères explicites journalières. Par conséquent, l'utilisation du câble NorNed ne sera pas optimale.

48. En août 2007, NMa approuve la proposition de TenneT sur l'instauration d'un système d'enchères explicites journalières sur le câble NorNed. Cependant, ce système devra être temporaire et dans l'attente d'une harmonisation des règles de marché entre la région TLC et la région nordique. Toute importation ou exportation de Norvège résultant d'un échange sur le câble NorNed devra être soumise sur le marché Day Ahead de Nord Pool, et toute importation aux Pays-Bas résultant d'un échange sur le câble NorNed devra avoir lieu sur le marché Day-Ahead de APX. Le produit mis aux enchères sur NorNed consiste en un « *hourly physical transmission right* » (PTR) exprimé en mégawatts (MW).

49. Le couplage des marchés avait été reconnu par la Commission Européenne comme la meilleure méthode afin d'atteindre les objectifs requis pour une gestion efficace de la congestion et des marchés, ainsi que pour la faisabilité pratique de la méthode. De ce fait, NorNed était une priorité au niveau européen, et avait reçu le soutien financier de la Banque Européenne d'Investissement (BEI).

50. Les opérations commerciales de NorNed ont pu débuter le 6 mai 2008. Cette date est importante et nous permettra d'analyser l'impact de NorNed en comparant la situation des prix d'électricité avant et après le 6 mai 2008.

III.1.4 Construction et disponibilité du câble

51. En février 2005, Nexans, leader mondial de l'industrie du câble, annonce la signature d'un accord portant sur la fabrication de deux câbles et d'une section arrivant sur le rivage norvégien. Cependant, les travaux d'ingénierie et la fabrication des câbles n'ont débuté qu'au cours de l'année 2006.

52. Les 580 km de NorNed ont été installés en utilisant le navire câblé de Nexans et ont été posés sur le fond sous-marin à l'aide d'un robot à une profondeur de 410 m. Les premiers tests ont commencé en octobre 2007, mais ont dû être prolongés suite à un mauvais fonctionnement des câbles et des problèmes liés aux stations de conversion.

53. Après une suite de réparations et de mauvaises conditions météorologiques, les derniers tests ont été entrepris en avril 2008, un mois avant le lancement des opérations commerciales du câble en mai 2008.

54. De sérieux problèmes de disponibilité apparaissent par la suite, avec carrément un arrêt des câbles durant les mois de février, mars et avril 2010. Ceux-ci ont connu de longues périodes d'indisponibilité, reflétant ainsi la difficulté technique de maintenir le fonctionnement opérationnel d'un tel projet. La localisation d'un problème technique sur NorNed met beaucoup de temps vu la longueur et la profondeur des câbles.

A titre d'exemple, l'indisponibilité du câble NorNed en février, mars et avril 2010 représente une perte d'environ 7,5 millions d'euros en prenant comme hypothèse la moyenne des revenus du câble 3 mois avant et après l'incident.

Afin d'illustrer ces difficultés techniques, on a repris à la figure 14 une liste d'incidents qui ont eu lieu depuis la mise en service du câble NorNed.

Figure 14: Liste des incidents techniques liés à NorNed

juin 2008	Câble NorNed hors service (6 heures)
juillet 2008	Câble NorNed hors service (3 jours)
février 2009	Câble NorNed temporairement hors service (14 jours)
avril 2009	Mise hors tension du câble suite à un incendie (1 mois)
février 2010 - avril 2010	Câble NorNed indisponible (3 mois)
Mai 2010	Câble NorNed hors service (6 heures)

Source : site web NorNed Auction

III.1.5 Financement du câble

55. La figure 15 reprend les produits financiers des rapports annuels 2007, 2008, 2009 et mi-2010 de TenneT liés aux « *auctions receipts* », à savoir les produits liés aux enchères organisées aux frontières hollandaises.

Figure 15: Evolution des produits liés aux interconnexions hollandaises

(EUR millions)	2007	2008	2009	S1 2010
Balance at 1 January	357,27	440,27	234,37	292,34
Additions of auctions receipts/market coupling	69,25	107,01	60,06	NA*
Interest	13,86	11,64	4,93	NA*
To investment contributions	-	-/- 302,73	-	-
Other withdrawals	-	-/- 21,81	-/- 7,01	NA*
Balance at 31 December	440,27	234,37	292,34	307,00

* NA = not available

Source : Rapports annuels TenneT 2008 (p. 161), 2009 (p. 132), et S1 2010 (p. 16)

56. Au 1^{er} janvier 2007, la « *Stichting Beheer Doelgelden Landelijk Hoogspanningsnet* » avait 357,27 millions d'euros (voir paragraphe 30). Au cours de l'année 2007, TenneT a récupéré 69,25 millions d'euros grâce aux rentes de congestion des interconnexions allemandes et belges. Au 31 décembre 2007, l'ensemble de ces produits se trouvant dans la « *Stichting Beheer Doelgelden Landelijk Hoogspanningsnet* » s'élevait à 440,27 millions d'euros.

57. Le coût total du câble était de 600 millions d'euros, dont 300 millions d'euros ont été financés par TenneT et 300 millions d'euros ont été financés par Statnett.

58. Au cours de l'année 2008, on peut facilement retrouver l'affectation du financement du câble NorNed sous la rubrique « *to investments contributions* » et « *other withdrawals* ». Comme indiqué à la figure 15, deux montants, représentant un total de 324,54 millions d'euros, ont été affectés au financement du câble. Le premier montant de 302,73 millions d'euros représente la valeur capitalisée, tandis que le deuxième montant de 21,81 millions d'euros représente les autres retraits liés aux charges d'intérêts du prêt réalisé par TenneT pour la construction du câble, les coûts opérationnels, et le coût des pertes réseaux.

59. L'impact de ce financement sur les réserves de la « *Stichting Beheer Doelgelden Landelijk Hoogspanningsnet* » a été toutefois fortement amorti par les revenus exceptionnels liés aux rentes de congestion de 2008 représentant un montant total de **107,01** millions d'euros.

III.2 Rentes de congestion et utilisation des bénéficiaires

60. Depuis sa mise en service, les revenus du câble NorNed se sont élevés à 190 millions d'euros (Figure 16). Ces revenus sont partagés en deux entre TenneT et Statnett qui ont ainsi récupéré chacun 95 millions d'euros depuis le lancement du câble.

61. Deux systèmes d'enchères ont été utilisés sur NorNed : un système d'enchères explicites du 6 mai 2008 au 12 janvier 2011 organisé par NorNed Auction, et un système d'enchères implicites à partir du 13 janvier 2011 et organisé par EMCC.

Sur base des informations publiées sur le site web de NorNed Auction² et de EMCC³, il est possible de calculer les rentes de congestion du câble depuis sa mise en place.

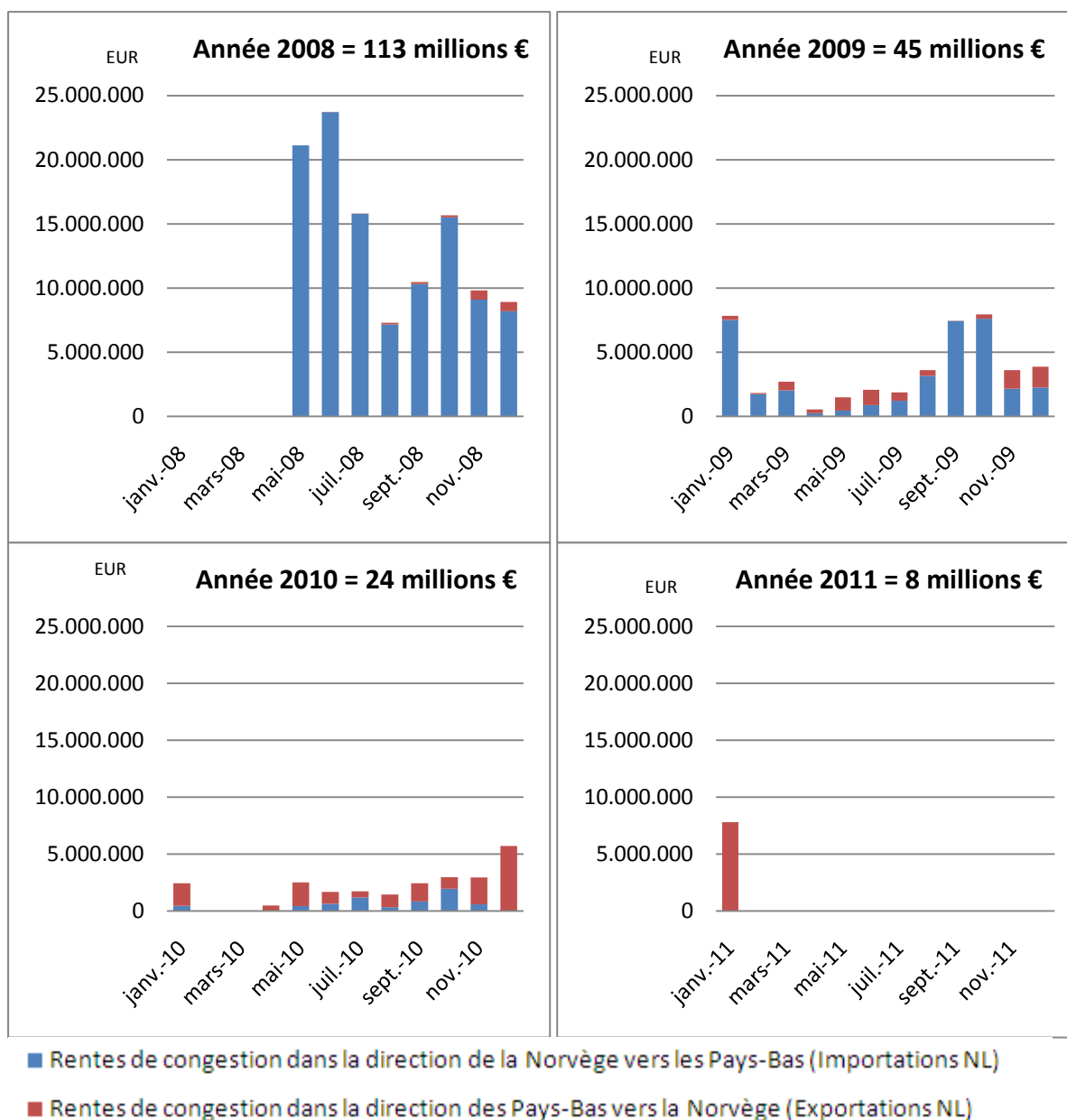
III.2.1 Rentes de congestion

62. La figure 16 reprend l'évolution mensuelle des rentes de congestion liées au câble NorNed depuis mai 2008. La partie en bleue est relative aux rentes de congestion dans la direction de la Norvège vers les Pays-Bas, tandis que la partie en rouge est relative aux rentes de congestion dans la direction des Pays-Bas vers la Norvège.

² <http://www.norned-auction.org/default.aspx>

³ <http://www.marketcoupling.com/>

Figure 16: Evolution des rentes de congestion liées à NorNed



Source : site web NorNed Auction

63. Sur les douze premiers mois, l'investissement était plus que rentable, avec un ROI (« return on investment » ou retour sur investissement) annuel de 20%. Les revenus de NorNed ont connu des débuts très prometteurs et ont été bien au-dessus des prévisions faites dans l'étude de SKM Energy Consulting.

64. Néanmoins, on remarque par la suite une forte baisse probablement liée à la baisse des prix Day Ahead de APX et la hausse des prix Day Ahead de Nord Pool (donc des

montants d'arbitrage plus bas) et sans aucun doute liée aux problèmes de disponibilité du câble sur les différents marchés (notamment en février, mars et avril 2010).

65. On constate également un changement de direction des flux des rentes de congestion. Alors qu'en 2008 et 2009, la majorité des revenus de NorNed était liée aux congestions créées par l'importation d'électricité norvégienne vers les Pays-Bas, depuis 2010, on constate que les revenus du câble sont majoritairement dus à la création de congestion par l'exportation d'électricité hollandaise vers la Norvège.

III.2.2 Utilisation des bénéfices

66. Concernant l'utilisation des bénéfices, c'est-à-dire l'utilisation des rentes de congestion après amortissements et remboursement des emprunts, la société étatique norvégienne Statnett les répercute directement dans les tarifs de transport norvégiens, tandis que la société étatique hollandaise TenneT s'en sert pour alimenter la « *Stichting Beheer Doelgelden Landelijk Hoogspanningsnet* ».

67. Aux Pays-Bas, rien n'a été répercuté aux consommateurs finaux vu que l'utilisation des fonds de la « *Stichting Beheer Doelgelden Landelijk Hoogspanningsnet* » requiert une demande et une approbation officielle du directeur de DTe et que jusqu'à présent, aucune décision n'a été prise pour l'utilisation de ces bénéfices.

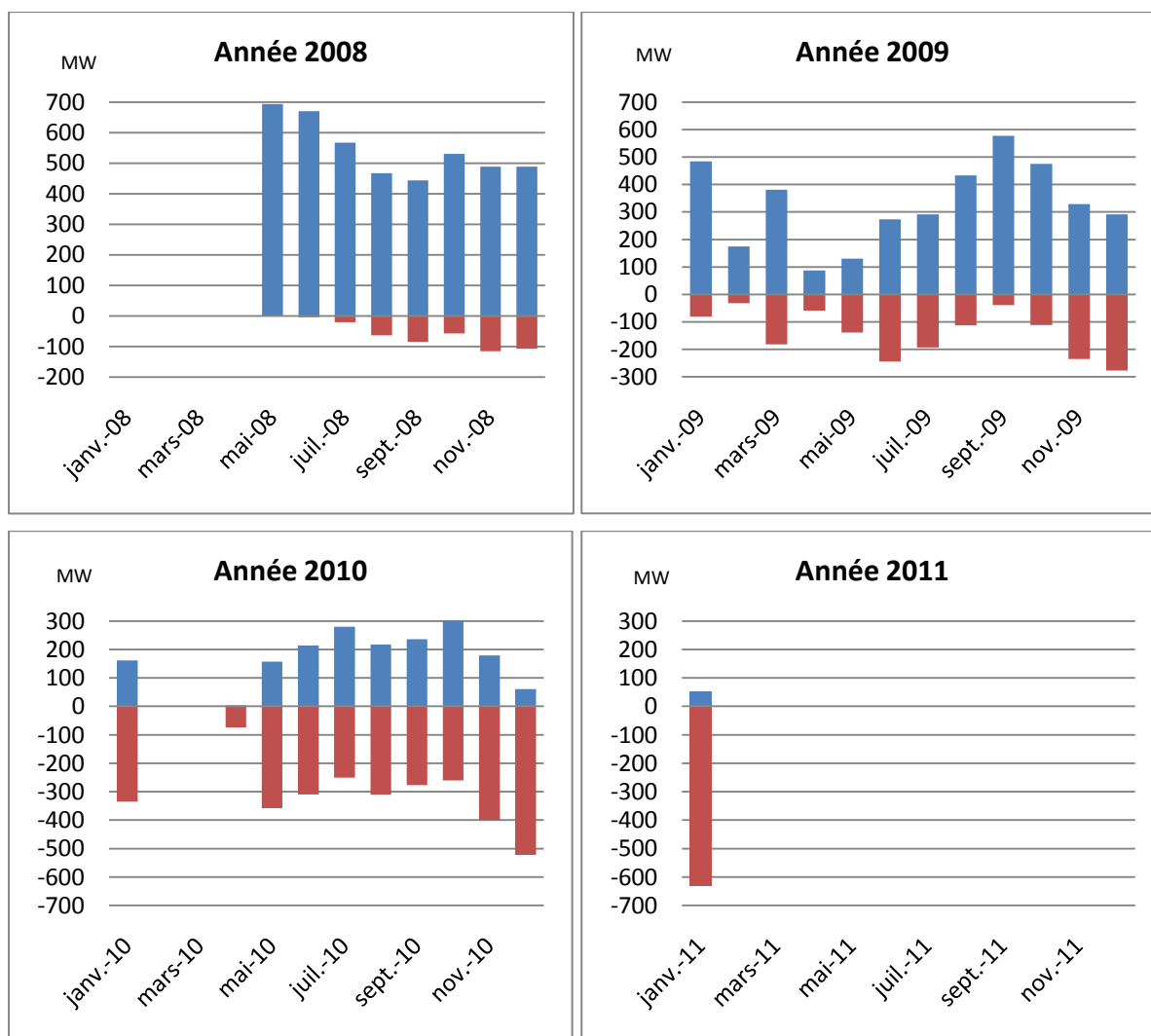
III.3 Analyse des volumes échangés sur le câble

68. Via NorNed, les Pays-Bas ont importé 3.156 GWh d'électricité en 2008, 2.814 GWh en 2009, et 919 GWh en 2010. De même via NorNed, les Pays-Bas ont exporté 332 GWh d'électricité en 2008, 1.257 GWh en 2009, et 1.445 GWh en 2010.

Tout comme nous l'avons constaté pour l'évolution des revenus de NorNed (voir paragraphe 65), on remarque un changement de direction des flux d'importations et d'exportations à partir de fin 2009.

69. La figure 17 reprend les moyennes mensuelles des nominations (en MW) sur NorNed. Les nominations dans la direction de la Norvège vers les Pays-Bas sont représentées en bleu, tandis que les nominations dans la direction des Pays-Bas vers la Norvège sont en rouge.

Figure 17: Moyenne mensuelle des nominations sur NorNed (en MW)



- Nominations dans la direction de la Norvège vers les Pays-Bas (Importations NL)
- Nominations dans la direction des Pays-Bas vers la Norvège (Exportations NL)

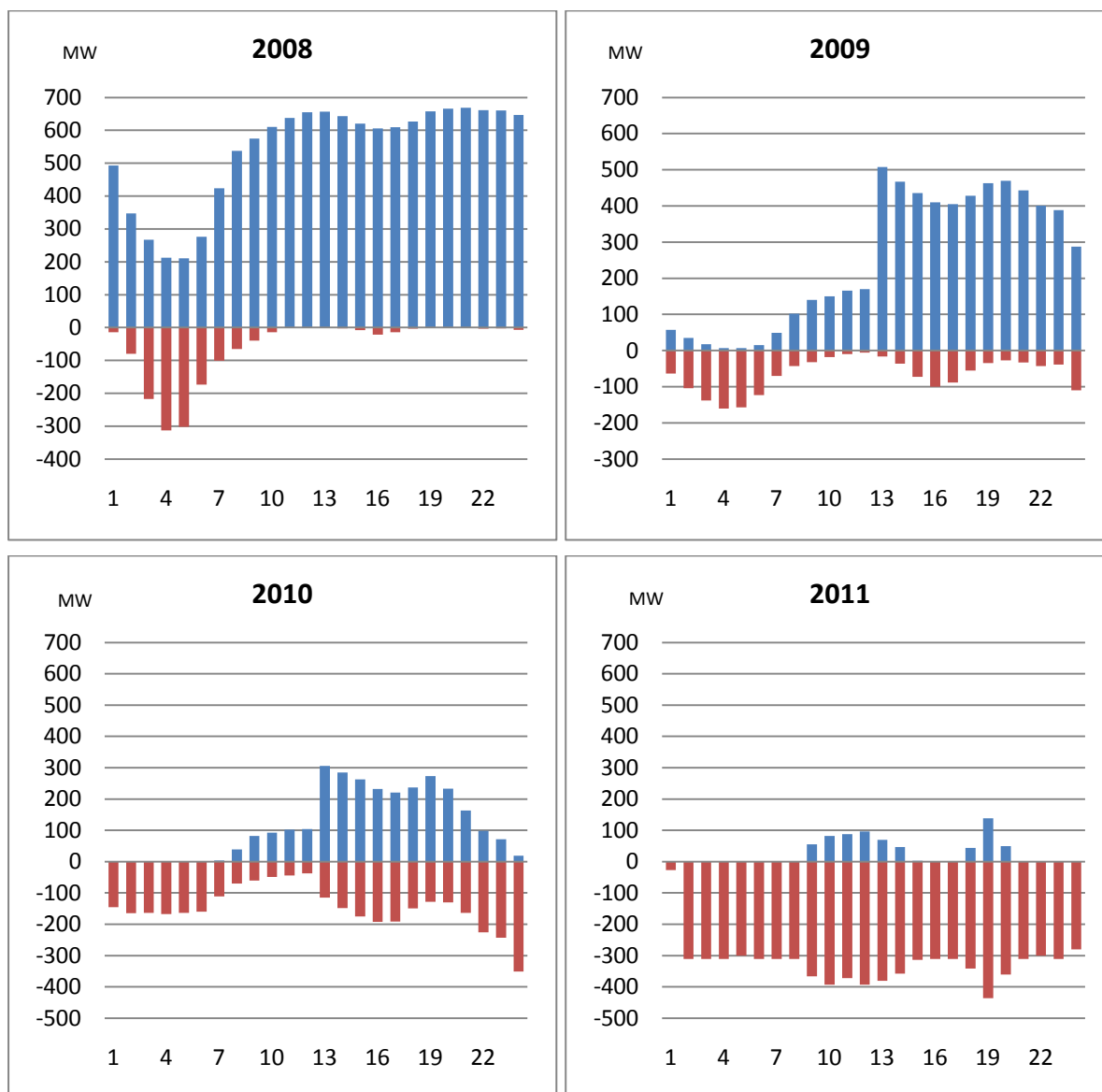
Source : site web NorNed auctions

70. En 2008, les nominations se faisaient principalement pour des flux d'électricité de Norvège vers les Pays-Bas, alors qu'on remarque un équilibrage du sens des flux en 2009, et une nette tendance pour des nominations de flux dans la direction des Pays-Bas vers la Norvège en 2010 et janvier 2011.

71. Parallèlement, la figure 18 reprend les nominations moyennes par heure (24 heures) en MW pour les années 2008, 2009, 2010, et 2011.

Tout d'abord, on observe également un changement de direction des nominations au cours de l'année 2009. Ensuite, il est intéressant d'analyser l'heure à laquelle se font les nominations sur NorNed.

Figure 18.: Nomination moyenne par heure sur NorNed (en MW)



- Nominations dans la direction de la Norvège vers les Pays-Bas (Importations NL)
- Nominations dans la direction des Pays-Bas vers la Norvège (Exportations NL)

Source : site web NorNed Auction

72. Le premier constat est une importation constante d'électricité norvégienne (entre 44 et 652 MW) vers les Pays-Bas lors des heures de pointe (entre 10h et 12h, et entre 18h et 19h). Ceci confirme l'effet souhaité de NorNed d'utiliser la capacité hydraulique norvégienne pour augmenter l'offre sur le marché Day Ahead hollandais en heures de pointe.

73. Le deuxième constat est une exportation constante d'électricité hollandaise (entre 43 et 160 MW) vers la Norvège lors des heures creuses (entre 2h et 6h). Ceci confirme l'effet souhaité de NorNed d'utiliser les capacités thermiques non-utilisées aux Pays-Bas pour augmenter le niveau des réservoirs hydrauliques norvégiens en heures creuses.

III.4 Conclusion

74. Depuis le lancement des négociations pour la construction d'un câble reliant la Norvège aux Pays-Bas en 1990, le projet NorNed a été sujet à beaucoup d'extrapolations et de conclusions hâtives au sujet de ces bénéfiques socio-économiques et de son impact sur les marchés Day Ahead de Nord Pool Spot et de APX. (voir paragraphes 38 et 41)

75. Il est clair que le but premier de cette liaison, à savoir la création d'un système d'enchères implicites reliant les bassins hydrauliques du nord aux centrales thermiques (gaz) du sud a été effacé par la création d'un système temporaire d'enchères explicites qui, théoriquement, amène à une utilisation sous-optimale de l'interconnexion. (voir paragraphe 48)

76. Cependant, en pratique, NorNed a ramené des revenus incroyablement élevés durant les premiers mois avec des taux de rendements dépassant toutes les estimations théoriques. (voir paragraphe 63)

77. Toutefois, on constate une baisse sévère des revenus engendrés par NorNed depuis 2009 ainsi qu'un changement de direction des flux des rentes de congestion. Alors qu'en 2008, la majorité des revenus de NorNed était liée aux congestions créées par l'importation d'électricité norvégienne vers les Pays-Bas, on constate que depuis 2010 les revenus du câble sont majoritairement dus à la création de congestion par l'exportation d'électricité hollandaise vers la Norvège. (voir paragraphes 64 et 65)

78. Ce changement de direction des flux se retrouve également dans l'analyse des volumes échangés sur le câble NorNed. En 2008, les nominations se faisaient principalement pour des flux d'électricité de Norvège vers les Pays-Bas, alors qu'on remarque un équilibrage du sens des flux en 2009, et une nette tendance pour des nominations dans la direction des Pays-Bas vers la Norvège en 2010 et janvier 2011. (voir paragraphe 70)

79. De même, l'analyse des nominations moyennes par heure sur NorNed nous a permis de constater des importations constantes d'électricité norvégienne (entre 44 et 652 MW) vers les Pays-Bas lors des heures de pointe (entre 10h et 12h, et entre 18h et 19h) et des exportations constantes d'électricité hollandaise (entre 43 et 160 MW) vers la Norvège lors des heures creuses (entre 2h et 6h). (voir paragraphes 72 et 73)

80. Enfin, les bénéfices de ce projet ont été directement répercutés aux consommateurs finaux norvégiens, alors qu'aux Pays-Bas, l'ensemble des revenus liés aux enchères a été utilisé pour réalimenter le fond « *Stichting Beheer Doelgelden Landelijk Hoogspanningsnet* ». (voir paragraphes 66 et 67)

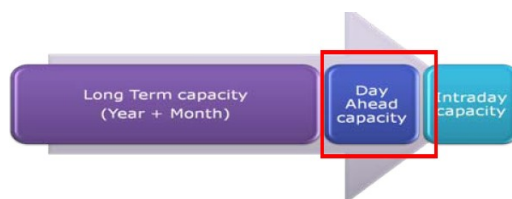
IV. IMPACT DU CÂBLE NORDED SUR LES PRIX DAY AHEAD HOLLANDAIS

81. Afin d'analyser l'impact du câble NorNed sur les prix d'électricité hollandais, trois étapes ont été suivies dans cette partie : (i) l'analyse des prix d'électricité Day Ahead de Nord Pool Spot (NPS) et de APX, (ii) l'analyse de la corrélation entre les prix d'électricité et les prix du gaz hollandais, et (iii) l'analyse de la corrélation entre les prix d'électricité et la disponibilité des réservoirs hydrauliques en Norvège. Ces trois analyses nous permettront de comprendre l'impact du câble sur les prix d'électricité hollandais.

82. Le choix des données a été fonction de la disponibilité de celles-ci. C'est pourquoi la période prise en compte dans ce document va du 1^{er} janvier 2007 au 27 janvier 2011. Cet échantillon de données nous permet d'avoir suffisamment d'observations avant et après le 6 mai 2008, date à laquelle le câble NorNed a été mis en service. De plus, les résultats nous permettent d'inclure le récent couplage des marchés d'électricité entre la région CWE et la région nordique.

83. Enfin, les prix Forwards Calendar Y+1 ont également été utilisés pour démontrer la corrélation entre les prix d'électricité et du gaz aux Pays-Bas. En effet, le marché Forwards donne une meilleure image de l'évolution du prix du gaz par rapport à la dynamique de ce marché (propriété dite « *Effet Samuelson* », 1965)⁴.

84. Un récapitulatif des différents produits échangés sur les bourses, ainsi que leur emploi en fonction du temps est présenté ci-dessous. Ces produits accordent des grandes possibilités d'arbitrage aux producteurs d'électricité qui doivent injecter en temps réels la capacité qu'ils ont nominée le jour d'avant (= Day Ahead). Pour ce faire, ils ont recours à leurs centrales de production, aux produits Forwards (annuels ou mensuels), aux produits Day Ahead (le jour d'avant) ou aux produits intraday (le jour même).



⁴ GEMAN H., "Commodities and commodity derivatives: Modeling and Pricing for Agriculturals, Metals and Energy" (2005), p.29

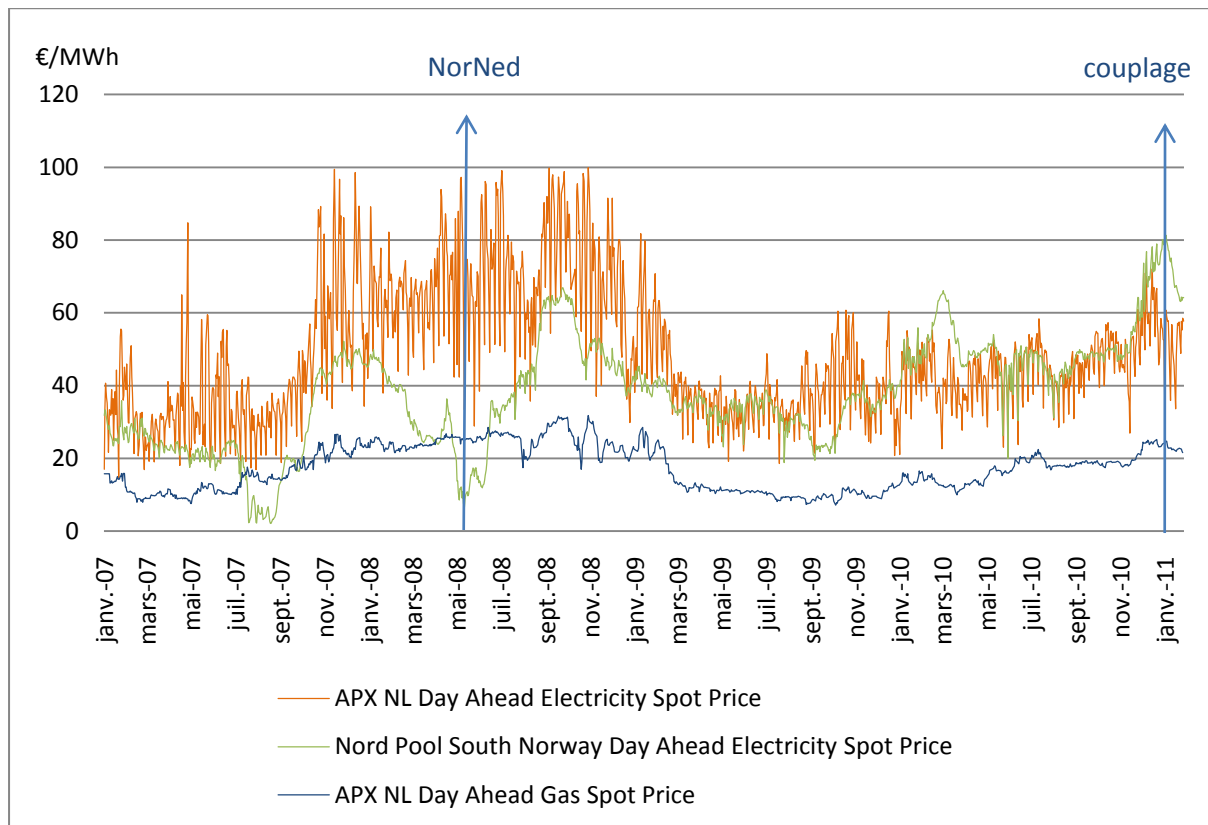
IV.1 Evolution des prix norvégiens et hollandais

85. Les volumes échangés sur APX étaient de 20.900 GWh en 2007, de 24.800 GWh en 2008, de 27.200 GWh en 2009, et de 33.460 GWh en 2010 sur le segment Day Ahead⁵.

Nord Pool Spot est quant à lui un marché très liquide avec plus de 250.000 GWh échangé annuellement depuis 2007⁶.

86. La figure 19 reprend l'évolution des prix d'électricité Day Ahead en Norvège et aux Pays-Bas. Les prix du gaz hollandais ont été rajoutés au graphique comme référence. Tout comme les prix d'électricité, les prix du gaz sont exprimés en €/MWh.

Figure 19: Evolution des prix Day Ahead norvégiens (zone NO2, South Norway) et hollandais



Source : Bourses Nord Pool Spot et APX

⁵ <http://www.apxindex.com>

⁶ <http://www.nordpoolspot.com>

IV.1.1 Convergence des prix

87. Sur base de la figure 19, les prix Nord Pool South Norway et les prix APX suivent une tendance similaire avec des différences durant quelques mois. Cependant, ces prix ne convergent pas directement après la mise en place de NorNed. De plus, ils ont déjà eu tendance à se rapprocher avant la mise en place du câble.

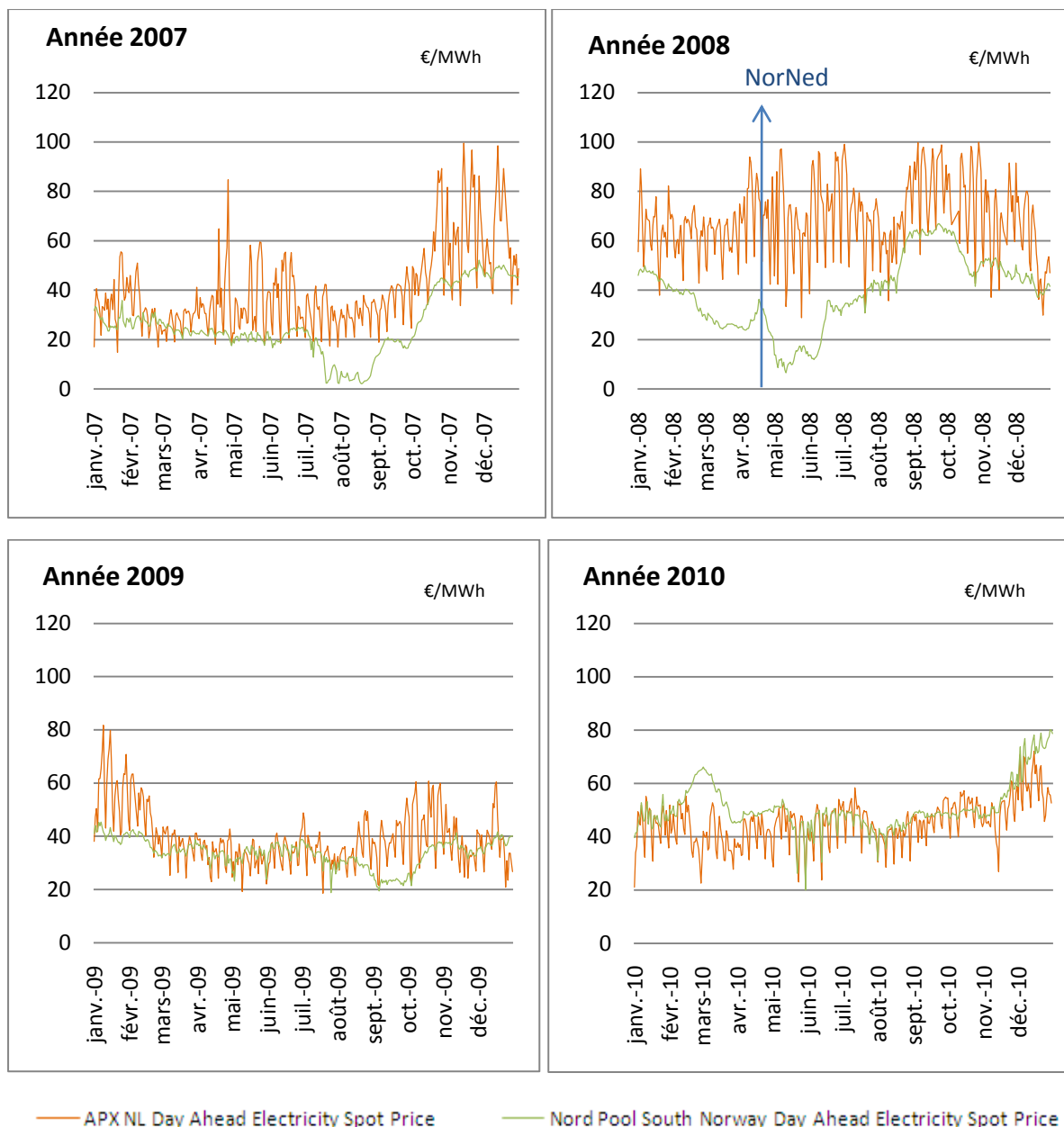
88. Par conséquent, cette convergence peut être due à d'autres facteurs. Vu la prédominance des centrales de production au gaz aux Pays-Bas, on peut s'attendre à une relation assez forte entre les prix hollandais de l'électricité et du gaz. De même, vu la prédominance des centrales hydrauliques en Norvège, on peut s'attendre à une relation assez forte entre les prix norvégiens et la disponibilité des réserves hydrauliques. C'est pourquoi ces relations seront analysées par la suite.

€/MWh	2007 - 2009	2009 - 2011
Prix moyen APX	56.06	42.58
Prix moyen NPS	32.46	43.29
Différence absolue	23.60	0.71

89. La figure 20 reprend les mêmes données que la figure 19 sur 4 graphes, 1 pour chaque année (2007, 2008, 2009, 2010).

Cette illustration retrace l'évolution de la convergence des prix Nord Pool South Norway et APX, et reflète la convergence de ces prix depuis 2009.

Figure 20: Convergence des prix électricité Day Ahead norvégien et hollandais



Source : Bourses APX et Nord Pool Spot

90. On peut facilement suivre l'évolution des rentes de congestion de NorNed qui avaient connu un départ exceptionnel pour ensuite ralentir. Les possibilités d'arbitrage étaient très grandes après la mise en place du câble NorNed vu que les différences entre les prix Nord Pool South Norway et les prix APX étaient élevées durant toute l'année 2008. On constate ensuite une convergence des prix à partir de 2009 qui réduit ces possibilités d'arbitrage et donc également les rentes de congestions.

IV.1.2 Volatilité des prix

91. La volatilité est définie comme la mesure de l'amplitude des mouvements d'une variable au cours du temps.

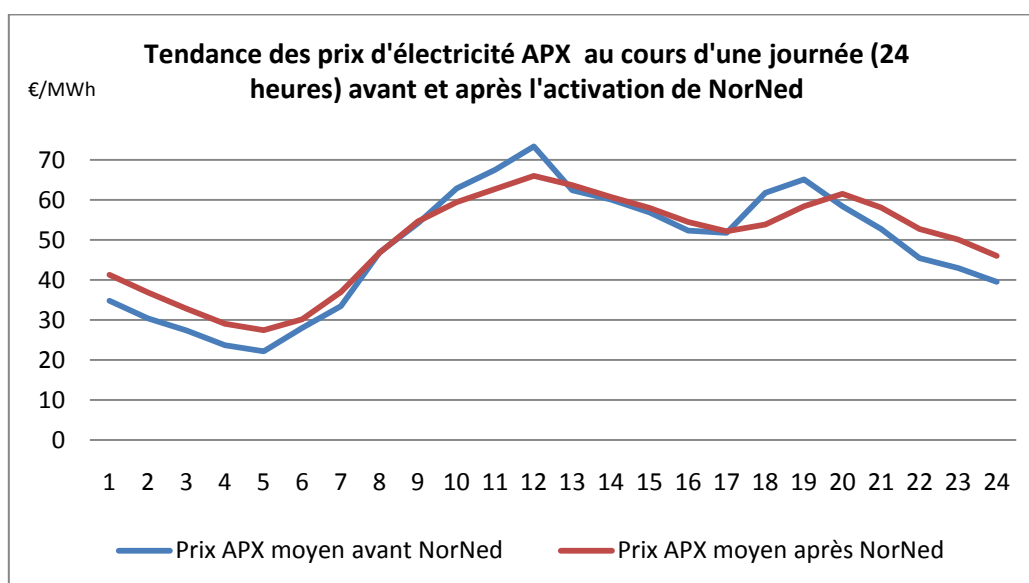
92. Sur base de la figure 20, on remarque que la volatilité des prix APX s'est réduite à partir de 2009. Cependant, la volatilité des prix APX ne semble pas s'améliorer directement après l'introduction du câble NorNed. En effet, on constate une volatilité élevée (présence de nombreux pics) tout au long de l'année 2008.

€/MWh	01/01/2008 – 05/05/2008	6/05/2008 – 31/12/2008	01/01/2009 – 27/01/2011
Ecart-type moyen prix APX	26,00	30,03	15,36

IV.1.3 Prix en heures de pointe et en heures creuses

93. La figure 21 reprend la tendance journalière des prix Day Ahead de APX avant et après l'introduction de NorNed. La courbe bleue reprend le prix APX moyen pour chaque heure d'une journée (24 heures) du 1^{er} janvier 2007 au 5 mai 2008 (491 jours), tandis que la courbe rouge reprend le prix APX moyen pour chaque heure d'une journée (24 heures) du 6 mai 2008 au 27 janvier 2011 (996 jours).

Figure 21: Impact du câble NorNed sur les prix horaires Day Ahead hollandais au cours d'une journée



Source : prix horaire sur APX (35.590 données)

94. Le premier constat est un effet d'amortissement modeste des prix en heures de pointe (10h-12h et 18h-19h) de quelques euros par mégawattheures.

En important de l'électricité norvégienne aux Pays-Bas, la courbe d'offre s'est déplacée vers la droite entraînant un impact sur les décisions d'activation de certaines centrales au gaz en heures de pointe (10h-12h et 18h-19h). En d'autres mots, cette importation permet l'activation d'une centrale marginale au gaz moins cher (voir paragraphe 32).

95. Le second constat est une hausse limitée des prix en heures creuses (20h-7h) de quelques euros par mégawattheures.

En exportant de l'électricité hollandaise vers la Norvège, la courbe de demande s'est déplacée vers la droite entraînant un impact sur les décisions d'activation de certaines centrales au gaz en heures creuses (20h-6h). En d'autres mots, cette exportation permet l'activation d'une centrale marginale au gaz plus cher (voir paragraphe 32).

96. Une des raisons principales pour la construction et la mise en place du câble NorNed reliant la Norvège aux Pays-Bas était de permettre l'arbitrage de toute variation régulière et importante des prix Day Ahead grâce à la production hydraulique norvégienne. Force est de constater que l'effet d'amortissement sur les prix horaires Day Ahead de APX a été minime après l'introduction du câble.

97. En outre, l'impact de NorNed sur les prix Day Ahead hollandais se limite à des décisions d'activation de certaines centrales au gaz en heures de pointe et en heures creuses. L'influence du prix du gaz sur le prix de l'électricité hollandais sera donc déterminante pour expliquer la baisse des prix d'électricité aux Pays-Bas depuis 2009.

IV.1.4 Résilience du marché

IV.1.4.1 Méthode

98. Suite à une demande d'informations à NMa en mars 2011, la CREG a reçu les résultats de la résilience du marché (par heure) concernant les prix Day Ahead APX. Ces données indiquent notamment l'impact sur le prix Day Ahead APX en cas de demande et d'offre de 500 MW supplémentaire. Les données concernent la période 2007 à 2009.

99. Ces données permettent de calculer l'impact du câble NorNed sur les prix Day Ahead APX. Nous considérons pour ce faire les nominations sur le câble NorNed comme étant une offre sur les prix Day Ahead APX s'il s'agit de nominations d'importation, et comme étant une demande s'il s'agit de nominations d'exportation.

100. Pour calculer l'impact du câble NorNed, on ne prend en considération que les heures considérées à partir de sa mise en service. La période prise en considération s'étend donc du 6 mai 2008 au 31 décembre 2009 (environ 20 mois). Pour ce faire, on calcule quel aurait été le prix en l'absence du câble NorNed. Ce nouveau prix (« prix sans NorNed ») est alors comparé avec le prix réel (« prix avec NorNed »).

101. Le raisonnement suivant est appliqué :

Nomination NorNed	Avec NorNed	Sans NorNed
X MW de NL => NO	Prix de référence, avec X MW circulant de NL => NO	X MW restent en NL => offre supérieure sur APX => prix diminue
X MW de NO => NL	Prix de référence, avec X MW circulant de NO => NL	X MW en moins vers NL => offre inférieure sur APX, impact de prix se rapproche par plus de demande => prix augmente

102. Sur le plan de la résilience du marché, le prix est simulé uniquement par intervalles fixes de 50, 250 et 500 MW. Pour connaître l'impact sur le prix, on interpole entre 0 et 500 MW⁷ pour une nomination entre 0 et 500 MW et on extrapole pour une nomination de 500 à 700 MW.

IV.1.4.2 Résultats

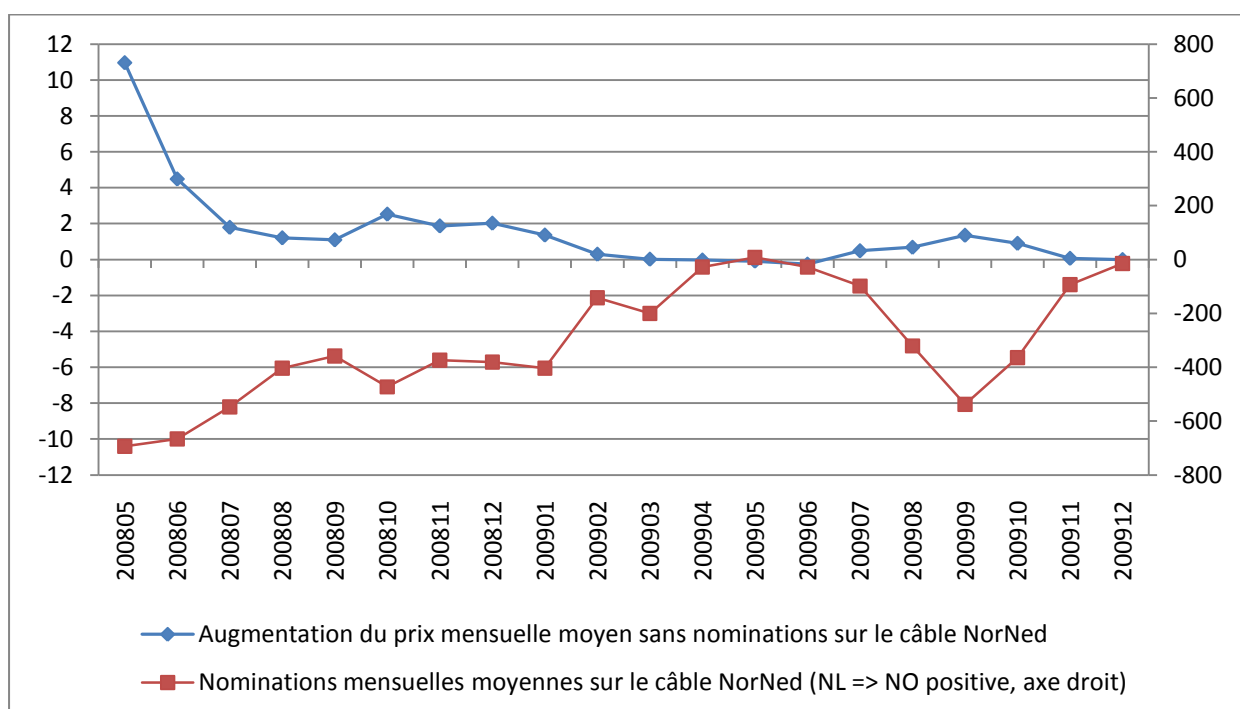
103. Le tableau ci-dessous donne les résultats pour la période prise en considération (du 6 mai 2008 au 31 décembre 2009). Il en ressort que le prix Day Ahead APX moyen sans le câble NorNed est estimé à 53,9 €/MWh, par rapport à 52,4 €/MWh. Sans le câble NorNed, le

⁷ Il est possible d'affiner le résultat en interpolant entre 0 et 50, entre 50 et 250 ainsi qu'entre 250 et 500 MW.

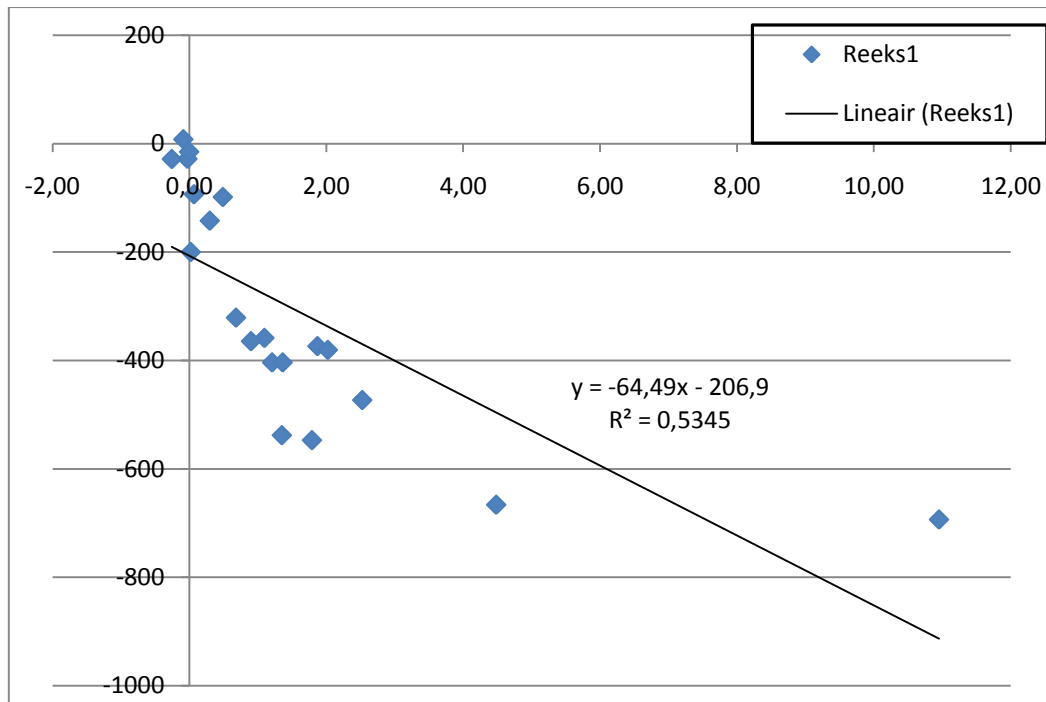
prix Day Ahead APX aurait été en moyenne 1,5 €/MWh ou 2,9 % plus cher au cours de la période prise en considération. En outre, sans le câble NorNed, la volatilité, mesurée sur base de l'écart-type, serait de 31 €/MWh, contre 27,9 €/MWh, soit une augmentation de 11,2 % s'il n'y avait pas de câble NorNed.

€/MWh	Avec NorNed (référence)	Sans NorNed (simulation)	Différence	Différence en %
Prix moyen	52,39	53,93	1,54	2,9%
Écart-type moyen	27,91	31,02	3,11	11,2%

104. L'illustration ci-dessous indique l'augmentation de prix mensuelle moyenne s'il n'y avait pas eu de nominations possibles sur le câble NorNed (ligne bleue – axe gauche, en €/MWh), ainsi que les nominations mensuelles moyennes sur le câble NorNed (ligne rouge – axe droit, en MWh/h). Une nomination des Pays-Bas vers la Norvège est positive par convention.



105. L'illustration ci-dessous indique le rapport entre la nomination mensuelle moyenne sur le câble NorNed et le changement de prix. La corrélation entre la nomination d'exportation et le changement de prix est de -0,73.



IV.1.4.3 Interprétation

106. Si l'on tient compte uniquement de la position de l'acheteur sur le marché Day Ahead APX, alors ce dernier a dû payer en moyenne 1,54 €/MWh de moins pour son électricité durant la période de 20 mois examinée. Avec un volume mensuel négocié en moyenne durant cette période d'environ 2,25 TWh, cela représente une économie pour l'acheteur de $1,54 \text{ €/MWh} \times 20 \text{ mois} \times 2,25 \text{ TWh} = 69,3$ millions d'euros, soit une économie d'environ 41,7 millions d'euros par an.

107. Si l'on considère uniquement la position du consommateur aux Pays-Bas, et si l'impact de la réduction de prix sur le marché Day Ahead APX est valable pour toute la consommation des Pays-Bas, qui est estimée pour la période prise en considération à environ 115 TWh par an, cela représente une économie pour le consommateur hollandais de $1,54 \text{ €/MWh} \times 115 \text{ TWh/an} \times 1,67 \text{ an} = 295$ millions d'euros, soit une économie d'environ 177,1 millions d'euros par an.

108. Il n'est pas évident de répercuter ainsi la baisse du prix Day Ahead APX pour toute la consommation des Pays-Bas, parce que le prix facturé pour la grande majorité de la consommation des Pays-Bas n'est très probablement pas indexé suivant le prix Day Ahead APX, mais via des prix Forwards. Pourtant, le marché Day Ahead est la référence pour le

marché Forwards. Un changement structurel du marché Day Ahead aura donc également un impact sur les prix Forwards.

109. Les prix Forwards ne sont pas seulement déterminé par les prix Day Ahead, mais aussi par la prime de risque. Il ressort des résultats que la volatilité du prix Day Ahead, et donc de la prime de risque, est de 11 % inférieure avec le câble NorNed par rapport à une situation sans câble NorNed. Étant donné cette baisse de volatilité du prix Day Ahead, il y aura une réduction supplémentaire du prix Forwards, de sorte que cette diminution de prix de 1,54 €/MWh est probablement sous-estimée.

IV.1.4.4 Remarque

110. L'analyse ci-dessus ne tient pas compte des rentes de congestion, ni de la perte du producteur résultant de la diminution de prix. Pour calculer l'impact du câble NorNed sur la richesse totale aux Pays-Bas et en Norvège, il faudrait calculer les rentes de congestion ainsi que le surplus des consommateurs et des producteurs. Pour ce faire, des données supplémentaires sont nécessaires, comme les courbes d'offre et de demande agrégées sur les marchés spot des Pays-Bas et de Norvège. Cette analyse sort du cadre de cette étude.

IV.2 Corrélation entre les prix d'électricité et les prix du gaz hollandais

111. La figure 22 illustre l'évolution des prix Forwards Y+1 de l'électricité et du gaz aux Pays-Bas (exprimés en €/MWh).

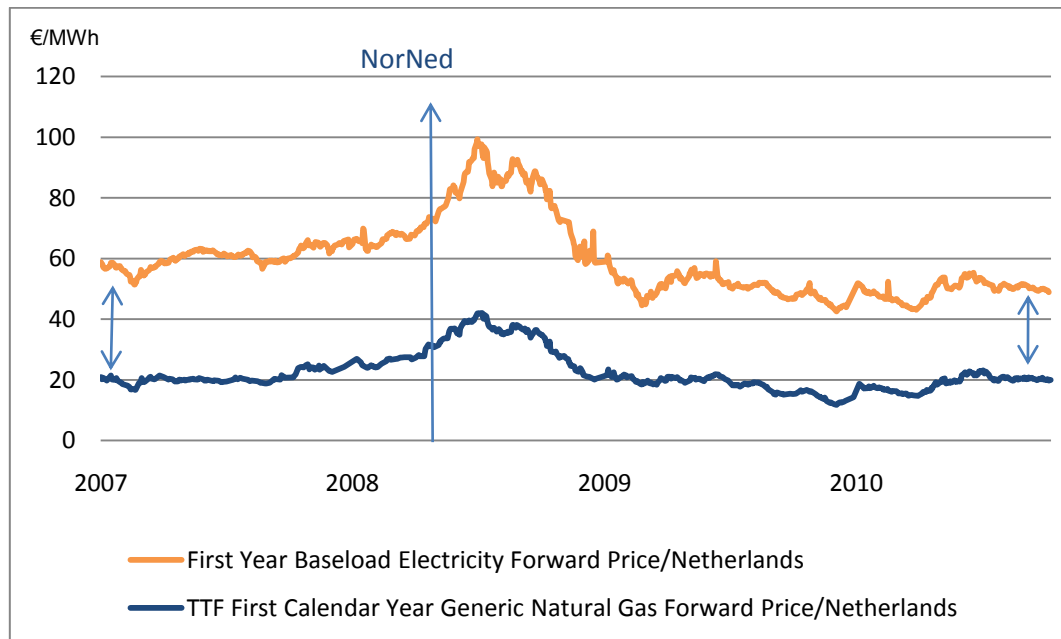
Les prix Forwards Y+1 tendent à rester plus stables que les prix Day Ahead vu que ces derniers tiennent compte des informations à court terme relatives à l'état des stocks et des réseaux. Les prix Forwards permettent donc de refléter des tendances plus structurelles sur l'année.

C'est pourquoi le marché Forwards donne une meilleure image sur la corrélation des prix d'électricité et de gaz hollandais. L'achat de gaz est généralement contracté à long terme,

les producteurs ayant recours au marché à court terme pour des opportunités d'arbitrage ou des situations exceptionnelles.

En effet, la corrélation entre les prix d'électricité et du gaz hollandais est de 80% pour les prix Day Ahead, alors qu'elle est de 97% pour les prix Forwards.

Figure 22: Evolution des prix Forwards Calendar Y+1 d'électricité et de gaz hollandais



Source : Bloomberg

112. Le premier constat est une évolution similaire des prix sur toute la période étudiée (2007-2010). Après la mise en place de NorNed, cette corrélation ne semble pas avoir changé. En effet, on constate que les prix d'électricité ont fortement chuté suite à la baisse des prix du gaz hollandais fin 2008 et début 2009, pour ensuite se stabiliser en 2010.

Il est clair qu'on pouvait s'attendre à une relation forte entre ces prix vu la prédominance des centrales au gaz dans le parc de production hollandais (Figure 12).

113. Le deuxième constat est une baisse importante et structurelle des prix d'électricité hollandais à partir de 2009.

Cette baisse liée à la baisse des prix du gaz trouvent son origine dans les éléments suivants :

- (i) Crise économique et financière en Europe;
- (ii) News Flow : découverte du shale gaz qui a entraîné une baisse des prix du gaz au niveau mondial;
- (iii) Baisse du prix CO₂;
- (iv) Volonté des autorités hollandaises d'être un pays exportateur d'électricité;
- (v) Disponibilité de nouvelles centrales au gaz de nouvelles générations offrant des rendements très élevés (60%).

Selon Morgan Stanley⁸, les Pays-Bas ont mis en place 1.300 MW de capacités additionnelles depuis janvier 2010 (sans compter le renouvelable). 6.200 MW supplémentaires sont en construction et devraient démarrer dans les deux prochaines années.

114. Le troisième constat est que l'écart absolue entre les prix de l'électricité et les prix du gaz n'a pas été fortement modifié après la mise en place de NorNed. Cet écart se situait aux alentours de 40 €/MWh avant l'activation du câble. Il se situe ensuite entre 30 et 45 €/MWh après l'activation du câble.

IV.3 Corrélation entre les prix d'électricité et les réservoirs hydrauliques norvégiens

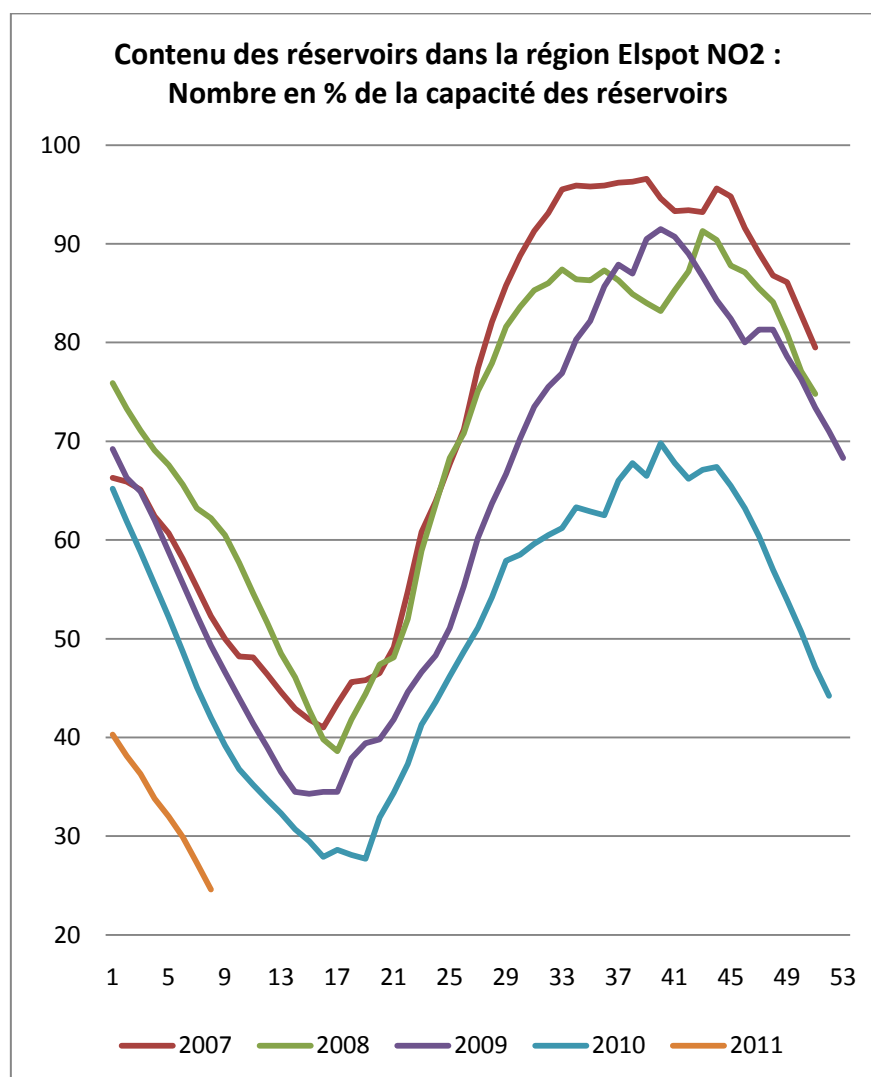
115. La figure 23 illustre l'évolution des réservoirs hydrauliques dans le sud de la Norvège (zone NO2). Les données sont exprimées en pourcentage de la capacité des réservoirs et reprennent l'évolution annuelle (52 semaines) des réservoirs en 2007, 2008, 2009, 2010 et début 2011.

⁸ Morgan Stanley Research Europe, "European utilities: Tough Times For the Dutch Power Market", 31 janvier 2011

L'évolution des réservoirs hydrauliques norvégiens permet de refléter les tendances structurelles sur les prix Day Ahead Nord Pool South Norway (Figure 19 et Figure 20). Ces pourcentages montrent l'importance des conditions météorologiques sur la disponibilité des capacités de production en Norvège.

En effet, la corrélation mensuelle moyenne entre les prix Day Ahead Nord Pool South Norway et le pourcentage des réservoirs hydrauliques norvégiens est de 69%.

Figure 23: Evolution des réservoirs hydrauliques en Norvège (en pourcentage)



Source: Statistics Norway (<http://www.ssb.no/>)

116. Selon le “*Report on regulation and the electricity market 2010 (p.6)*” publié par la Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE), l’année 2008 était relativement humide alors que les flux d’eau vers les réservoirs hydrauliques étaient en-dessous de la normal en 2009.

L'année 2010 et début 2011 ont donc été encore plus sèches qu'en 2009, avec une différence accentuée entre la 12^{ème} et 16^{ème} semaines, ainsi qu'entre la 36^{ème} et 52^{ème} semaines.

117. Le premier constat est qu'il existe une forte corrélation entre le niveau des réservoirs hydrauliques norvégiens et le prix Day Ahead Nord Pool South Norway.

La mise en place de NorNed ne semble pas avoir changé cette corrélation. En analysant les mois de février, mars et avril 2010, on observe un pourcentage quasiment nul des capacités de réserves hydrauliques (entre la 12^{ème} et 16^{ème} semaines), alors qu'on assiste à une hausse importante des prix Day Ahead South Norway à la même période (voir « *année 2010* » sur Figure 20).

118. Le deuxième constat est que la baisse des niveaux de réserves hydrauliques en Norvège a entraîné une hausse du prix Day Ahead Nord Pool South Norway depuis 2009 (Figure 19 et Figure 20).

Cette baisse du niveau des réservoirs hydrauliques est directement liée aux conditions météorologiques et aux précipitations (années sèches et années humides) en Norvège.

IV.4 Conclusion

119. Au premier regard, il apparaît clairement que les prix Day Ahead norvégiens et hollandais convergent depuis 2009 (Figure 20). On aurait tendance à penser que cette convergence est principalement le résultat de la mise en service du câble NorNed.

Toutefois, il apparaît que les prix Day Ahead norvégiens et hollandais ont déjà eu tendance à se rapprocher avant l'installation du câble. De plus, le rapprochement des prix norvégiens et hollandais ne semble pas s'observer directement après l'instauration du câble (voir paragraphes 87 et 89)

Comme le confirme l'étude⁹ de Vladimir Parail, « *l'arbitrage sur l'interconnexion a eu un faible impact sur les prix d'électricité en Norvège et aux Pays-Bas, ce qui implique que la*

⁹ PARAIL V., « *Can Merchant Interconnectors deliver lower and more stable prices? The case of NorNed* », University of Cambridge, Electricity Policy Group, November 2009

majorité des bénéficiaires des échanges transfrontaliers sont restés chez les propriétaires de NorNed ».

120. La forte corrélation entre les prix d'électricité et du gaz hollandais a entraîné une baisse importante et structurelle des prix APX depuis 2009 (voir paragraphes 112, 113 et 114), alors que la forte corrélation entre les prix d'électricité et le niveau des réserves hydrauliques en Norvège a entraîné une hausse importante des prix Nord Pool South Norway depuis 2009. (voir paragraphes 117 et 118)

Par conséquent, ces deux tendances ont fortement influencé la convergence des prix d'électricité norvégiens et hollandais que nous avons constatée.

121. L'impact du câble NorNed sur les prix Day Ahead hollandais peut se retrouver dans une réduction de la volatilité, c'est-à-dire une réduction de l'écart entre les prix horaires au cours d'une journée. En effet, sur la figure 21, on constate un effet d'amortissement modeste des prix en heures de pointe et une hausse limitée des prix en heures creuses, ce qui signifie que l'écart entre les prix au cours d'une journée s'est réduit. (voir paragraphes 94 et 95)

Le câble NorNed a permis de réduire les prix Day Ahead APX de 1,5 €/MWh en moyenne et d'améliorer la volatilité des prix Day Ahead APX de 11,2%. Le câble NorNed a donc eu un effet positif sur la prime de risque. (voir paragraphes 103, 106, 107, 180 et 109)

Cependant, tel qu'analysé dans l'étude de Vladimir Parail, les effets du câble NorNed sur le niveau et la volatilité des prix sont restés modestes. Il conclut qu'une capacité transfrontalière beaucoup plus grande à celle de NorNed serait nécessaire pour arriver à une stabilisation importante des prix électriques norvégiens et hollandais.

122. Finalement, l'impact de NorNed sur les prix Day Ahead hollandais se limite à des décisions d'activation de certaines centrales au gaz en heures de pointe et en heures creuses. L'influence du prix du gaz sur les prix d'électricité hollandais ainsi que le niveau des réserves hydrauliques sur les prix d'électricité norvégiens est donc beaucoup plus déterminante pour expliquer la convergence des prix norvégiens et hollandais depuis 2009. (voir paragraphes 96 et 97)

V. IMPACT DU CÂBLE NORDED SUR LES PRIX DAY AHEAD ALLEMANDS ET BELGES

123. Afin d'analyser l'impact du câble NorNed sur les prix d'électricité en Allemagne et en Belgique (Figure 24), il est nécessaire de faire appel au concept lié à l'effet du couplage sur les courbes d'offre et de demande tel que développé dans la partie 2 de cette étude.

Figure 24: Impact du câble NorNed sur les marchés allemands et belges



124. Sur base de ce concept, nous pouvons identifier 4 cas possibles (en fonction du sens des flux) pour analyser l'impact du câble NorNed sur les marchés allemands et belges:

- (i) **Cas A** : Import NL de NO → Import NL de ALL/BE : double effets sur la courbe de demande NL résultant à une baisse du prix hollandais;
- (ii) **Cas B** : Export NL vers NO → Export NL vers ALL/BE : double effets sur la courbe d'offre NL résultant à une hausse du prix hollandais;

- (iii) **Cas C** : Import NL de NO → Export NL vers ALL/BE : effet mitigé sur la courbe d'offre et de demande NL, idem sur le prix hollandais;
- (iv) **Cas D** : Export NL vers NO → Import NL de ALL/BE : effet mitigé sur la courbe d'offre et de demande NL, idem sur le prix hollandais.

V.1 Impact du câble NorNed sur le marché allemand

125. Afin d'analyser l'impact du câble NorNed sur les prix allemands, nous regarderons l'évolution des importations et des exportations entre la Norvège, les Pays-Bas et l'Allemagne selon les 4 cas développés ci-dessus, ainsi que la convergence des prix sur les marchés Day Ahead de EPEX_DE et de APX.

126. A noter que les volumes des NTC aux frontières hollandaises et allemandes sont calculés et attribués par CASC-CWE via un système d'enchères explicites pour les produits annuels et mensuels, et via un système d'enchères implicites pour les produits journaliers. Les NTC annuels (1.300 MW) et mensuels (850 MW) ont été définies par le régulateur néerlandais.

La distinction entre la frontière allemande-néerlandaise et la frontière belgo-néerlandaise repose sur une décision du Comité directeur de TSO Auction B.V. du 13 septembre 2006. Les valeurs annuelles minimales définies pour les NTC sont de 1.468 MW dans les deux sens. Il s'agit de 899 MW sur la première ligne (Amprion), de 469 MW sur la deuxième ligne (TenneT G), et de 100 MW pour le marché intraday.

127. En outre, les volumes échangés sur EPEX en Allemagne étaient de 145.942 GWh en 2008, de 135.601 GWh en 2009, et de 205.480 GWh en 2010 sur le segment Day Ahead¹⁰. L'augmentation des volumes entre 2009 et 2010 est due à la commercialisation d'électricité renouvelable.

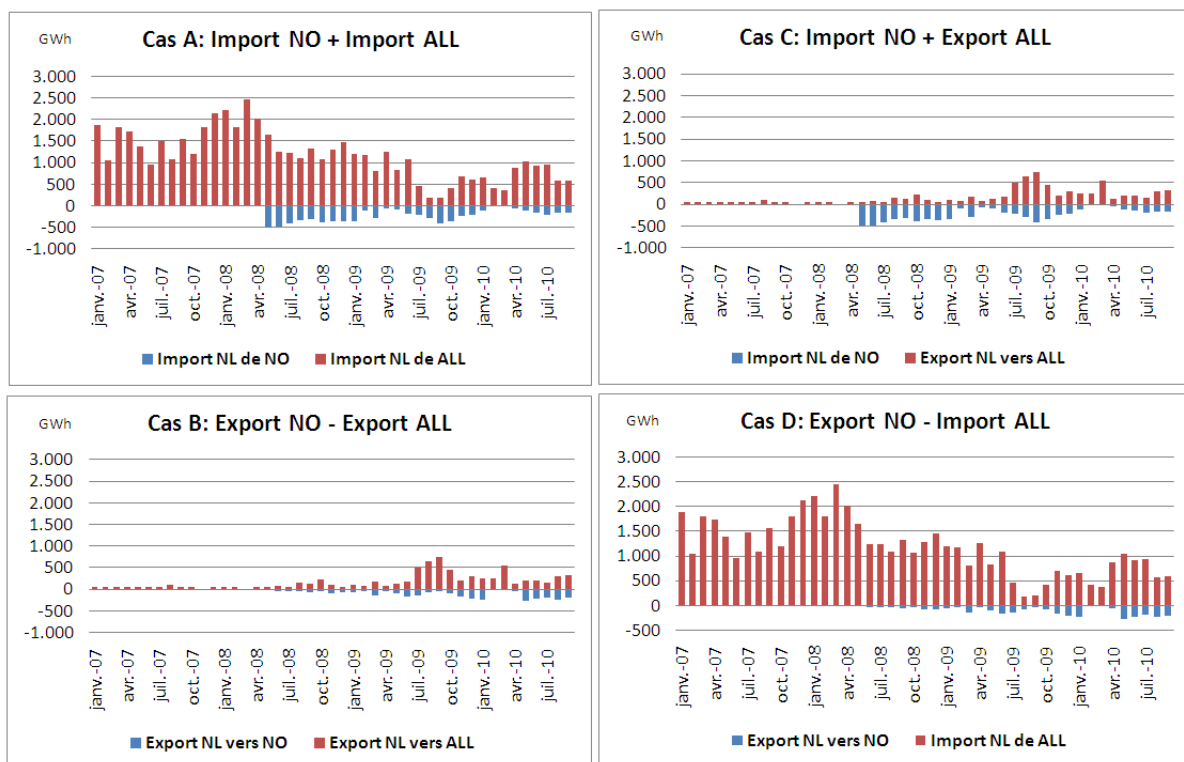
¹⁰ <http://www.epexspot.com>

V.1.1 Analyse des importations/exportations

128. La figure 25 nous donne un aperçu des exportations et des importations d'électricité (GWh) entre la Norvège, les Pays-Bas et l'Allemagne en fonction des cas A, B, C et D pour les années 2007, 2008, 2009 et 2010.

Les exportations et les importations entre la Norvège et les Pays-Bas sont en bleu, tandis que les exportations et les importations entre les Pays-Bas et l'Allemagne sont en rouge.

Figure 25: Evolution des importations et des exportations entre la Norvège, les Pays-Bas, et l'Allemagne



Source : site web ENTSO-E

129. Le premier constat est que les Pays-Bas importent davantage d'électricité d'Allemagne (18.063 GWh en 2007, 18.859 GWh en 2008, 8.870 GWh en 2009 et 6.685 GWh en 2010). Les capacités de transfert disponibles à la frontière allemande sont presque deux fois plus grandes que celles à la frontière belge (voir figure 3).

Illustrant deux situations d'importations d'électricité allemande aux Pays-Bas, le cas A et le cas D ne permettent donc pas d'influencer les prix sur le marché allemand. Dès lors, tant

que les Pays-Bas importent des volumes importants d'électricité allemande, une exportation ou une importation avec la Norvège n'aura pas d'impact sur EPEX-DE.

A noter que ces importations connaissent une baisse structurelle depuis début 2009. Cette tendance se confirme dans une étude¹¹ du bureau ECN analysant les possibilités pour les Pays-Bas de devenir un exportateur d'électricité.

130. Le deuxième constat est que les exportations hollandaises d'électricité vers l'Allemagne ne sont pas suffisamment importantes pour avoir un impact sur le marché Day Ahead allemand.

Même si l'on remarque une augmentation des exportations depuis 2009, sur base du cas B et du cas C, il est clair que ces volumes restent trop faibles par rapport à la taille du marché allemand. Depuis la mise en place de NorNed, les exportations d'électricité hollandaise vers l'Allemagne ont connu un maximum de 3.510 GWh en 2009, alors que les volumes échangés sur le segment Day Ahead de EPEX_DE était de 135.601 GWh en 2009.

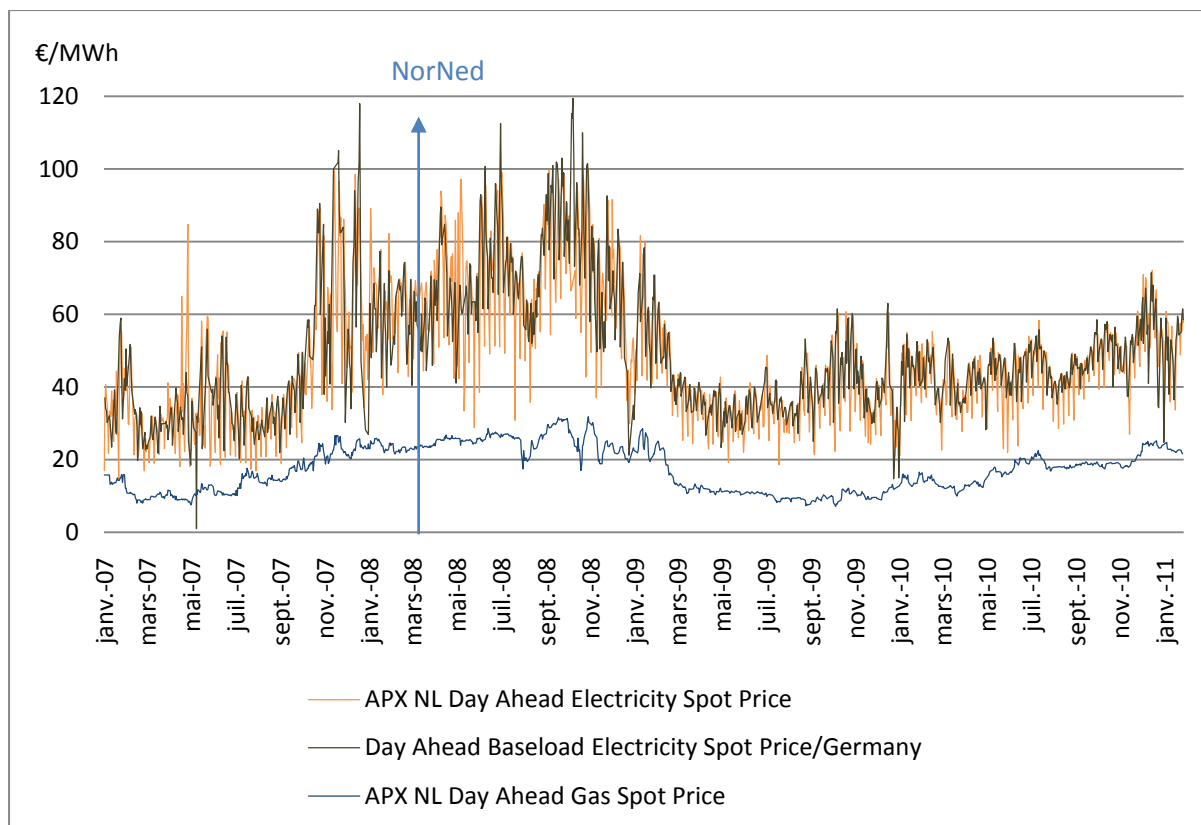
V.1.2 Corrélation des prix

131. La figure 26 illustre l'évolution des prix d'électricité Day Ahead en Allemagne et aux Pays-Bas. Les prix du gaz hollandais ont été rajoutés et sont exprimés en €/MWh. Les données utilisées pour l'Allemagne sont celles de Bloomberg et recouvre la période du 1^{er} janvier 2007 au 27 janvier 2011. La corrélation entre les prix Day Ahead allemand et hollandais est de 74%.

132. La mise en place du câble NorNed ne semble pas avoir influencé le marché électrique allemand. La corrélation entre les prix Day Ahead allemands et hollandais était de 80% avant la mise en place du câble, et de 70% après.

¹¹ SEEBREGTS A.J. et DANIELS B.W., « Netherlands exportland elektriciteit? », Energy Research Centre of the Netherlands, juin 2008.

Figure 26: Evolution des prix moyens Day Ahead allemands et hollandais



Source: Bourse APX et Bloomberg

V.2 Impact du câble NorNed sur le marché belge

133. Afin d'analyser l'impact du câble NorNed sur les prix Day Ahead belges, nous regarderons l'évolution des exportations et des importations entre la Norvège, les Pays-Bas et la Belgique selon les 4 cas développés (voir paragraphe 111), ainsi que la convergence des prix sur les marchés Day Ahead de Belpex et de APX.

134. A noter qu'en 2006, la Belgique, la France et les Pays-Bas ont réalisé un couplage de leurs marchés Day Ahead via un système d'enchères implicites pour l'allocation de leurs capacités transfrontalières.

Le couplage des marchés entre la Belgique et les Pays-Bas, ainsi que l'instauration du mécanisme "use-it-or-sell-it" (UIOSI) ont permis une utilisation plus optimale de l'interconnexion entre les deux pays. Selon le principe du UIOSI, toutes capacités achetées aux enchères explicites et qui ne seraient pas complètement utilisées est automatiquement revendues aux enchères implicites.

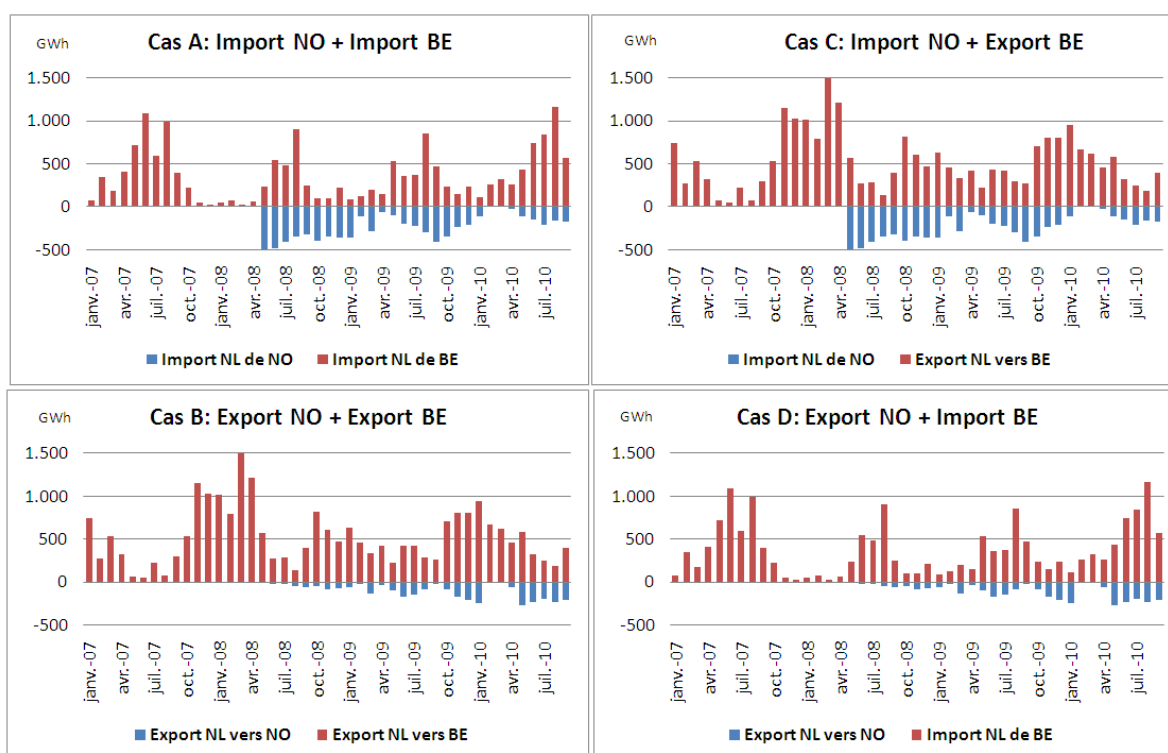
135. En outre, les volumes échangés sur Belpex étaient de 7.600 GWh en 2007, de 11.100 GWh en 2008, de 10.100 GWh en 2009, et de 11.843 GWh en 2010 sur le segment Day Ahead¹².

V.2.1 Analyse des exportations/importations

136. La figure 27 nous donne un aperçu des exportations et des importations d'électricité (GWh) entre la Norvège, les Pays-Bas et la Belgique en fonction des cas A, B, C et D pour les années 2007, 2008, 2009 et 2010.

Les exportations et importations entre la Norvège et les Pays-Bas sont en bleue, tandis que les exportations et les importations entre les Pays-Bas et la Belgique sont en rouge.

Figure 27: Evolution des importations et exportation entre la Norvège, les Pays-Bas et la Belgique



Source : site web ENTSO-E

¹² <http://www.belpex.be>

137. Le premier constat est que les exportations et les importations entre les Pays-Bas et la Belgique sont relativement similaires avant et après la mise en place de NorNed.

Dans une lettre à Elia du 3 novembre 2004, TenneT assurait au gestionnaire de réseau de transport belge que la capacité de transfert disponible sur l'interconnexion entre les Pays-Bas et la Belgique ne serait pas modifiée par l'introduction de NorNed.

138. Le deuxième constat est que les exportations des Pays-Bas vers la Norvège (cas B et D) semblent trop faibles (maximum 274 GWh en mai 2010) par rapport aux volumes échangés sur la frontière belge pour avoir un réel impact sur les prix belges.

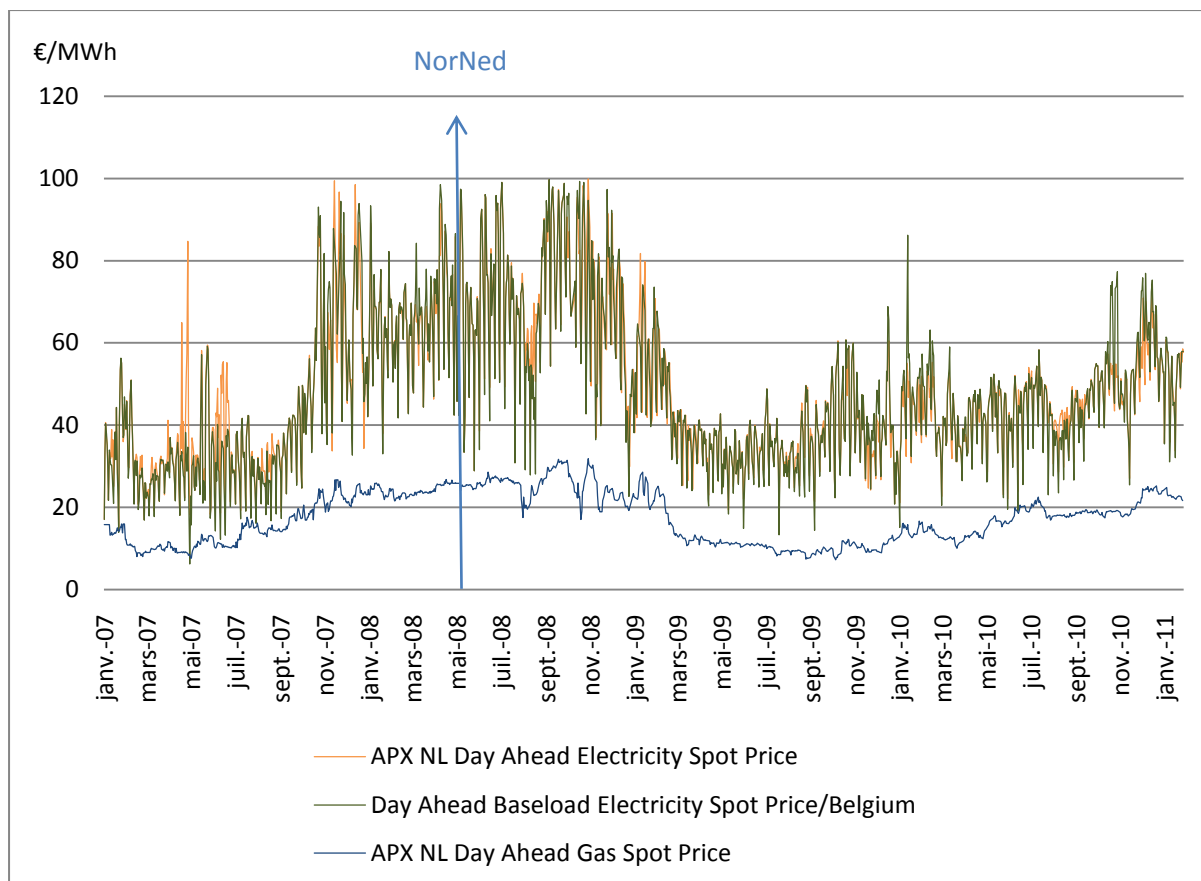
139. Le troisième constat est que, dans le cas A et le cas C, une importation d'électricité norvégienne aux Pays-Bas amène une baisse des prix Day Ahead APX. Cette baisse des prix hollandais peut soit réduire la hausse du prix Day Ahead belge en cas d'importations d'électricité belges aux Pays-Bas, soit amplifier la baisse du prix Day Ahead belge en cas d'exportations d'électricité belges aux Pays-Bas.

A noter que les flux entre les Pays-Bas et la Belgique dépendent fortement de la différence de prix entre les bourses d'électricité française et hollandaise. Notamment par le fait que la France est devenue un importateur net d'électricité depuis qu'elle a réduit sa capacité de production à cause des grands programmes d'entretien de ses centrales nucléaires fin 2009.

V.2.2 Corrélation des prix

140. La figure 28 illustre l'évolution des prix d'électricité Day Ahead en Belgique et aux Pays-Bas. Les données recouvrent la période du 1^{er} janvier 2007 au 27 janvier 2011. La corrélation entre les prix Day Ahead belge et hollandais est de 95%.

Figure 28: Evolution des prix moyens Day Ahead belges et hollandais



Source : Bourse Belpex, APX et Bloomberg

141. Le premier constat est une forte corrélation des prix sur la période analysée. Les prix belges ont suivi la baisse des prix hollandais en 2009, ce qui démontre que le même type de centrale détermine le prix aux Pays-Bas et en Belgique.

La corrélation entre les prix Day Ahead belges et hollandais était de 96% avant la mise en place du câble, et de 95% après.

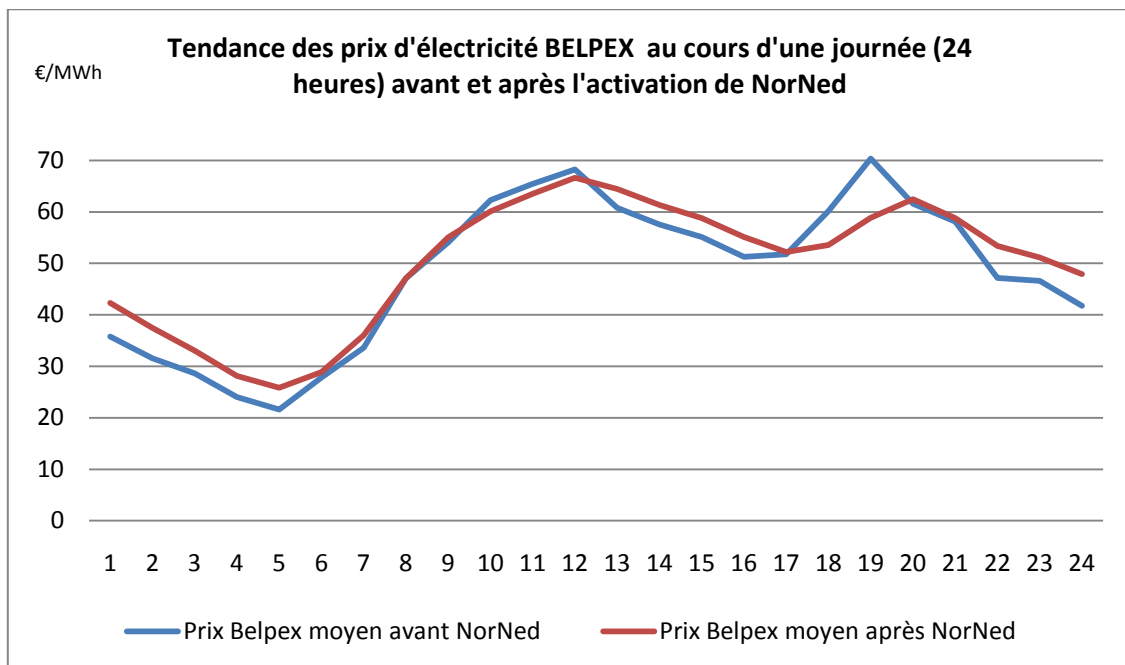
142. Le deuxième constat est que la volatilité des prix belges semble rester élevée sur la période étudiée alors qu'on avait observé une amélioration de la volatilité des prix hollandais à partir de 2009.

Afin d'analyser plus en détails l'impact du câble NorNed sur la volatilité des prix Day Ahead belges, un prix horaire moyen a été calculé avant et après la mise en place du câble. Ces données sont illustrées à la figure 29.

La courbe bleue reprend la moyenne par heure des prix Belpex du 1^{er} janvier 2007 au 5 mai 2008 (491 jours) tandis que la courbe rouge illustre la moyenne par heure des prix Belpex du 6 mai 2008 au 9 novembre 2010 (996 jours).

Les mêmes constats que sur les prix Day Ahead de APX peuvent être tirés (voir figure 21). On constate une baisse des prix Belpex entre 1,7 € et 6,5 € en heures de pointes (avec un pic à 19h où on enregistre une baisse de 11,5 €), et une hausse des prix Belpex entre 0,7 € et 6,5 € en heures creuses.

Figure 29: Impact du câble NorNed sur les prix horaires Day Ahead belges au cours d'une journée



Source : prix horaire sur Belpex (35.566 données)

V.3 Conclusion

143. Vu le volume des exportations d'électricité hollandaise en Allemagne et la taille du marché allemand, l'impact du câble NorNed sur les prix Day Ahead allemands n'est pas significatif.

En effet, les volumes d'électricité hollandaise exportés en Allemagne sont trop faibles par rapport au marché allemand. Toutefois on constate une augmentation de ces exportations depuis 2009, les Pays-Bas ayant la volonté de devenir un pays exportateur d'électricité. (voir paragraphes 129 et 130)

Ceci se reflète dans l'évolution des prix APX et EPEX. La CREG a pu observer une forte corrélation des prix avant et après la mise en place du câble. (voir paragraphe 132).

144. L'impact du câble NorNed sur les prix Day Ahead belges est plus difficile à analyser.

En effet, même si l'évolution des importations et des exportations d'électricité hollandaise en Belgique sont restés dans les mêmes proportions après la mise en place du câble, les importations d'électricité norvégienne aux Pays-Bas ont pu soit réduire la hausse du prix Day Ahead belge, soit amplifier la baisse du prix Day Ahead belge. (voir paragraphes 137, 138 et 139)

Ceci se reflète dans l'évolution des prix Belpex et APX. La CREG a pu tirer les mêmes constats sur la volatilité des prix, à savoir un effet d'amortissement des prix Belpex en heures de pointe et une hausse limitée des prix Belpex en heures creuses. (voir paragraphes 141 et 142)

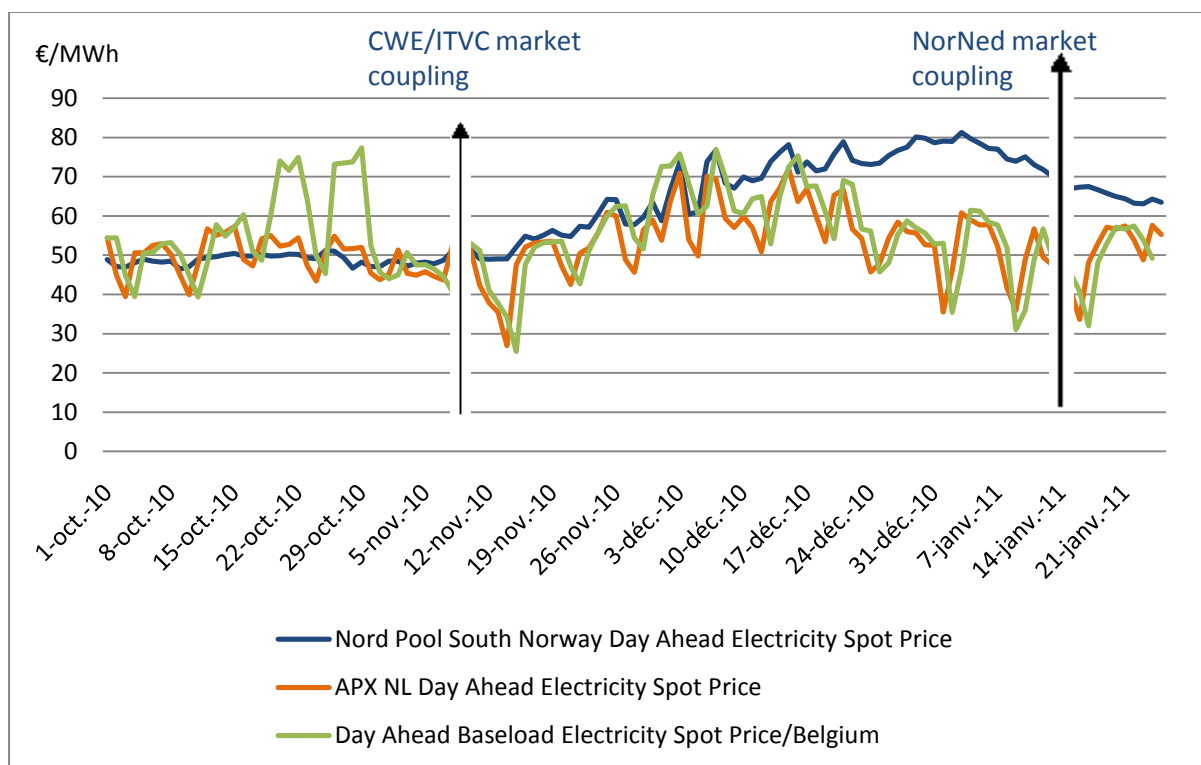
VI. COUPLAGE DU CABLE NORDED

145. Le récent couplage de NorNed aux marchés CWE et nordique, qui a démarré le 12 janvier 2011, a permis d'optimiser l'utilisation du câble et d'améliorer le « *market design* » des futures interconnexions entre ces deux pays.

146. Ce couplage a instauré un calcul commun des volumes des NTC de NorNed (700 MW) aux marchés Day Ahead norvégien et hollandais. EMCC a remplacé NorNed Auction et s'occupe maintenant de calculer les volumes des NTC du câble.

147. La figure 30 reprend l'évolution des prix norvégiens, hollandais et belges du 1^{er} octobre 2010 au 27 janvier 2011. Ces données nous permettent d'analyser l'évolution des prix avant et après le couplage de NorNed et reprennent également la première phase du couplage des marchés CWE qui a démarré le 9 novembre 2010.

Figure 30: Evolution des prix Day Ahead norvégiens (zone NO2, South Norway), hollandais et belges



Source: Bourses Nord Pool Spot, APX et Belpex

148. Le premier constat permet de confirmer la forte corrélation entre les prix Day Ahead hollandais et belges. Ces prix suivent la même tendance mise à part en octobre 2010 où on observe deux pics dont l'origine est liée aux fortes exportations vers la France qui devait faire face aux grèves dans leurs centrales nucléaires.

La CREG constate une baisse des prix pendant la semaine qui a suivi la première phase du couplage. Cependant, cette baisse est temporaire et est immédiatement suivie d'une hausse des prix au mois de décembre 2010.

149. Le deuxième constat permet de confirmer la forte corrélation entre les prix Day Ahead norvégiens et le niveau des réservoirs hydrauliques en Norvège (Figure 23).

Les prix norvégiens convergent avec les prix hollandais en octobre 2010, pour ensuite fortement augmenté en décembre 2010 suite aux conditions météorologiques défavorables dans les pays nordiques.

La CREG constate une baisse des prix norvégiens à partir de 2011. Cette baisse a commencé avant le couplage de NorNed et continue après le couplage de NorNed. Cependant, nous n'observons pas de convergence immédiate avec les prix hollandais suite à la mise en place d'un système d'enchères implicites sur le câble.

150. Enfin, la figure 31 reprend la différence absolue (en pourcentage) entre les prix horaires Day Ahead norvégiens et hollandais.

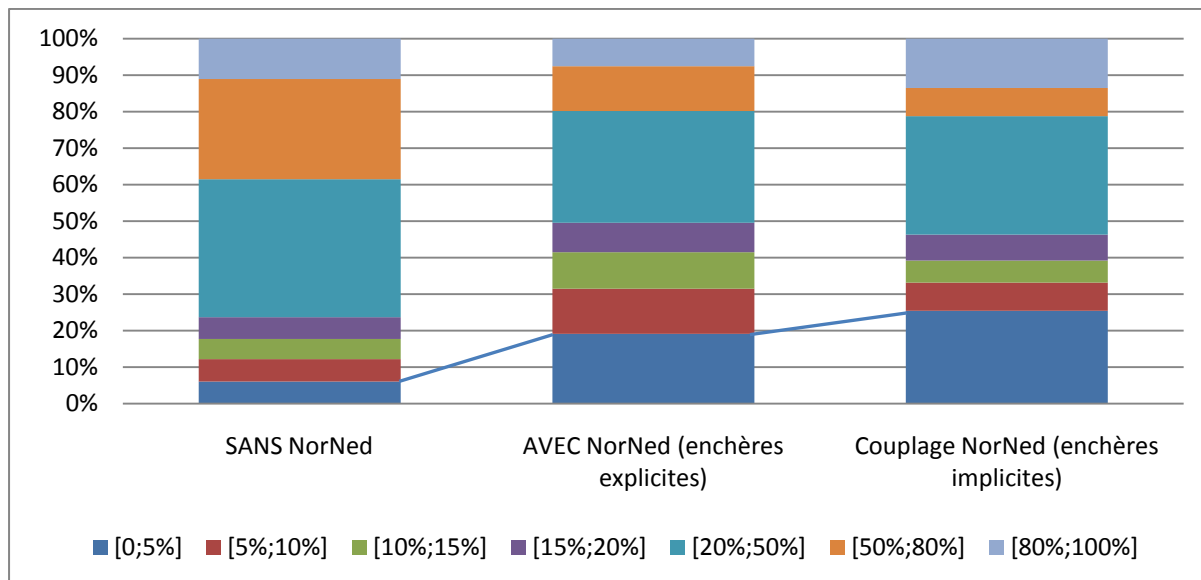
Cette figure reprend trois situations distinctes :

- (i) situation avant la mise en place du câble NorNed (11.784 données);
- (ii) situation avec le câble NorNed et un système d'enchères explicites (23.568 données);
- (iii) situation avec le câble NorNed et un couplage par les volumes (312 données).

Sept catégories ont été choisies afin d'identifier la convergence des prix norvégiens et hollandais. La première catégorie [0 ; 5%] signifie que la différence absolue entre les prix horaires Day Ahead norvégiens et hollandais est comprise entre 0 et 5%, la deuxième catégorie [5% ;10%] signifie que cette différence est comprise entre 5% et 10%, et ainsi de

suite jusqu'à la septième catégorie [80% ;100%] qui comprend les différences entre 80% et 100%.

Figure 31: Différence absolue entre les prix horaires Day Ahead Nord Pool (South Norway) et APX



Source : Bourses Nord Pool Spot et APX

151. Cette figure permet de constater que la convergence des prix norvégiens et hollandais tend à augmenter avec la mise en place du câble et l'instauration d'un système d'enchères implicites. En effet, cette catégorie était de 6,0% lorsque NorNed n'existait pas, puis de 19,1% lorsqu'il y a eu un système d'enchères explicites sur NorNed, et enfin de 25,4% depuis le couplage par les volumes de NorNed.

Toutefois, il est important de relativiser ses résultats au regard du nombre de données disponibles depuis le démarrage du couplage de NorNed (312 données).

VII. RESULTATS DE L'ETUDE

152. Depuis le lancement des négociations pour la construction d'un câble reliant la Norvège aux Pays-Bas en 1990, le projet NorNed a été sujet à de nombreuses extrapolations et conclusions hâtives au sujet de ces bénéfices socio-économiques et de son impact sur les marchés Day Ahead de Nord Pool Spot et de APX. (voir paragraphe 41)

Il est clair que le but premier de cette liaison, à savoir la création d'un système d'enchères implicites reliant les bassins hydrauliques du nord aux centrales thermiques (gaz) du sud a été effacé par la création d'un système temporaire d'enchères explicites qui, théoriquement, amène à une utilisation sous-optimale de l'interconnexion. (voir paragraphe 45)

153. Bien que NorNed ait ramené des revenus incroyablement élevés durant les premiers mois avec des taux de rendements dépassant toutes les estimations théoriques, on constate une baisse sévère des revenus ainsi qu'un changement de direction des flux des rentes de congestion depuis 2009. Alors qu'en 2008, la majorité des revenus de NorNed était liée aux congestions créées par l'importation d'électricité norvégienne vers les Pays-Bas, on constate que depuis 2010 les revenus du câble sont majoritairement dus à la création de congestion pour l'exportation d'électricité hollandaise vers la Norvège. (voir paragraphes 63, 64 et 65)

Ce changement de direction des flux se retrouve également dans l'analyse des volumes échangés sur le câble NorNed. (voir paragraphe 70)

154. L'analyse des nominations moyennes par heure sur NorNed nous a permis de constater des importations constantes d'électricité norvégienne (entre 44 et 652 MW) vers les Pays-Bas lors des heures de pointe (entre 10h et 12h, et entre 18h et 19h) et des exportations constantes d'électricité hollandaise (entre 43 et 160 MW) vers la Norvège lors des heures creuses (entre 2h et 6h). (voir paragraphes 72 et 73)

155. En ce qui concerne l'impact du câble NorNed sur les prix Day Ahead hollandais, il apparaît au premier regard que les prix norvégiens et hollandais convergent depuis 2009. Toutefois, on constate que ces prix ont déjà eu tendance à se rapprocher avant l'installation du câble. De plus, le rapprochement de ces prix ne semble pas s'observer directement après l'instauration du câble. (voir paragraphes 87 et 88)

Comme le confirme l'étude¹³ de Vladimir Parail, « *l'arbitrage sur l'interconnexion a eu un faible impact sur les prix d'électricité en Norvège et aux Pays-Bas, ce qui implique que la majorité des bénéficiaires des échanges transfrontaliers sont restés chez les propriétaires de NorNed* ».

156. La forte corrélation entre les prix d'électricité et du gaz hollandais a entraîné une baisse importante et structurelle des prix APX depuis 2009 (voir paragraphes 112, 113 et 114), alors que la forte corrélation entre les prix d'électricité et le niveau des réserves hydrauliques en Norvège a entraîné une hausse importante des prix Nord Pool South Norway depuis 2009. (voir paragraphes 117 et 118)

Par conséquent, ces deux tendances ont permis la convergence des prix d'électricité norvégiens et hollandais.

157. L'impact du câble NorNed sur les prix Day Ahead hollandais peut se retrouver dans une réduction de la volatilité. En effet, on constate un effet d'amortissement modeste des prix en heures de pointe et une hausse limitée des prix en heures creuses, ce qui signifie que l'écart entre les prix au cours d'une journée s'est réduit. (voir paragraphes 94 et 95)

Comme indiqué dans le tableau ci-dessous, le câble NorNed a permis de réduire les prix Day Ahead APX de 1,5 €/MWh en moyenne et d'améliorer la volatilité des prix Day Ahead APX de 11,2%. Le câble NorNed a donc eu un effet positif sur la prime de risque. (voir paragraphes 103, 106, 107, 108 et 109)

€/MWh	Avec NorNed (référence)	Sans NorNed (simulation)	Différence	Différence en %
Prix moyen	52,39	53,93	1,54	2,9%
Écart-type moyen	27,91	31,02	3,11	11,2%

L'impact du câble NorNed sur le marché hollandais se limite donc à des décisions d'activation de certaines centrales au gaz en heures de pointe et en heures creuses, la structure du parc de production hollandais étant constituée à 63% de centrales au gaz. (voir paragraphes 96 et 97)

¹³ PARAIL V., "Can Merchant Interconnectors deliver lower and more stable prices? The case of NorNed", University of Cambridge, Electricity Policy Group, novembre 2009

158. En ce qui concerne l'impact du câble NorNed sur les prix Day Ahead allemand, la CREG constate que la taille du marché germanique et le volume des exportations d'électricité hollandaise en Allemagne rend l'impact du câble très faible. En effet, les exportations d'électricité hollandaise vers l'Allemagne ont connu un maximum de 3.510 GWh en 2009, alors que les volumes échangés sur le segment Day Ahead de EPEX_DE était de 135.601 GWh en 2009. (voir paragraphes 129 et 130)

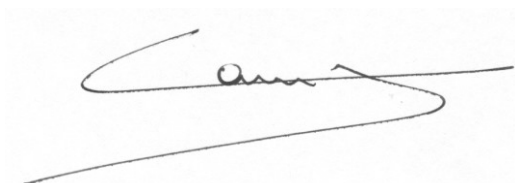
Ceci se reflète dans l'évolution des prix allemands et hollandais où la CREG s a pu observer une forte corrélation des prix avant et après la mise en place du câble. (voir paragraphe 132)

159. En ce qui concerne l'impact du câble NorNed sur les prix Day Ahead belges, le constat est mitigé. En effet, même si l'évolution des importations et des exportations d'électricité hollandaise en Belgique sont restés dans les mêmes proportions après la mise en place de NorNed, les importations d'électricité norvégienne aux Pays-Bas ont pu soit réduire la hausse du prix Day Ahead belge, soit amplifier la baisse du prix Day Ahead belge. (voir paragraphes 137, 138 et 139)

Dans les deux cas, la CREG constate une amélioration de la volatilité des prix belges que nous avons observée dans des proportions similaires aux prix hollandais. (voir paragraphes 141 et 142)

160. Finalement, le récent couplage de NorNed aux marchés CWE et nordique a permis d'optimiser l'utilisation du câble et d'améliorer le « *market design* » des futures interconnexions entre ces deux pays. (voir paragraphes 148 et 151)

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz



Guido Camps
Directeur



François Possemiers
Président du Comité de direction

VIII. BIBLIOGRAPHIE

SKM Energy Consulting, *“Dutch-Norwegian Interconnector: Feasibility study on the socioeconomic benefits of a cable between Norway and the Netherlands”*, September 2003

Tennet, Rapport Waardering Norned Project, 2004

Decision on the application by TenneT for permission to finance the NorNed cable in accordance with section 31 (6) of the Electricity Act of 1998, Office of Energy Regulation (DTe), 31 August 2004

MEEUS L., PURCHALA K., BELMANS R., *“NorNed submarine HVDC cable”*, 2005

GEMAN H., *“Commodities and commodity derivatives: Modeling and Pricing for Agriculturals, Metals and Energy”*, 2005

Decision by the Board of the Netherlands Competition Authority regarding the introduction of an explicit auction system for the NorNed cable (change in conditions pursuant to section 31, subsection 1, sub a and c, of the Electricity Act 1998), 10 August 2007

De Jong H., van der Lippe J, Knops H, *“Investment in cross border transmission capacity: Economics or Politics – A European case study”*, 2007

Tennet, Annual Report 2008

GIESBERTZ Paul and MULDER Machiel, *“Economics of Interconnection: the Case of the Northwest European Electricity Market”*, International Association for Energy Economics, 2008

Tennet, Annual Report 2009

PARAIL V., *“Can Merchant Interconnectors deliver lower and more stable prices? The case of NorNed”*, University of Cambridge, Electricity Policy Group, November 2009

DE NOOIJ Michiel, "*Optimal investments in interconnectors and transmission capacity: Lessons from NorNed and the East-West interconnector*", Market Design Stockholm conference, 2009

Tennet, Annual Report First Semester 2010

Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE), Report on regulation and the electricity market 2010, July 2010

Morgan Stanley Research Europe, "*European utilities: Tough Times For the Dutch Power Market*", January 2011