

Financement des infrastructures énergétiques transeuropéennes : passé, présent et perspectives

Christian von HIRSCHHAUSEN

Our Europe Unser Europa

La nostra Europa A nossa Europa

Nuestra Europa ons Europa η Ευρώπη μας

Vårt Europa L-Ewropa tagħna Noastrā Europa



Vores Europa A mi Európánk Naše

Evropa Nasza Europa Нашата Европа Meie Euroopa

Mūsu Europa Mūsu Eiropa Waša Eurōpa

Naša Evrópa Meidan Eurooppamme

Notre Europe



Financement des infrastructures énergétiques transeuropéennes : passé, présent et perspectives

Christian von Hirschhausen¹

1. Merci à Christina Beestermöller, Jonas Egerer et Robert Wand pour leur aide dans les recherches. Les décharges habituelles sont applicables.



Christian VON HIRSCHHAUSEN

Christian von Hirschhausen est professeur d'économie à l'Université technique de Berlin (TU Berlin) et professeur-chercheur à l'Institut allemand pour la recherche économique (DIW Berlin). Il est titulaire d'un doctorat en économie industrielle de l'École nationale supérieure des Mines de Paris et a dirigé précédemment la chaire d'économie énergétique à l'Institut technologique de Dresden (TU Dresden).

Les recherches de M. von Hirschhausen portent essentiellement sur la réglementation et le financement des infrastructures, notamment énergétiques.

Il conseille régulièrement le secteur industriel et des institutions publiques telles que la Banque mondiale, la Banque européenne d'investissement et plusieurs ministères allemands.

Notre Europe

Notre Europe est un « think-tank » indépendant dédié à l’unité européenne. Sous l’impulsion de Jacques Delors, il a l’ambition depuis 1996 de « penser l’unité européenne ».

Il souhaite contribuer aux débats d’actualité avec le recul de l’analyse et la pertinence des propositions d’action en vue d’une union plus étroite des peuples d’Europe. Il a également pour objectif de promouvoir l’implication active des citoyens et de la société civile dans le processus de construction communautaire et l’émergence d’un espace public européen.

Dans cette optique, Notre Europe mène des travaux de recherche, produit et diffuse des analyses sous forme de courtes notes, d’études et d’articles, et organise des rencontres publiques et des séminaires de réflexion. Ses analyses et propositions se concentrent autour de quatre thématiques :

- *Visions d’Europe : la méthode communautaire, l’approfondissement et l’élargissement de l’Union européenne, le projet européen sont une œuvre en perpétuel mouvement. Notre Europe s’efforce de tracer une voie dans la multitude des futurs possibles.*

- *La démocratie européenne en action : la démocratie se construit au quotidien.* Notre Europe croit que l'intégration européenne concerne tous les citoyens, acteurs de la société civile et niveaux d'autorité dans l'Union et cherche donc à dégager les voies pour renforcer la démocratie européenne.
- *Compétition, coopération et solidarité :* « La compétition qui stimule, la coopération qui renforce et la solidarité qui unit » sont l'essence du contrat européen selon Jacques Delors. Fidèle à cette vision, Notre Europe explore et avance des solutions innovantes en matière économique, sociale et de développement durable.
- *Europe et gouvernance mondiale : modèle original de gouvernance dans un monde de plus en plus ouvert, l'Union européenne a un rôle croissant à jouer sur la scène internationale et pour le développement d'une gouvernance mondiale efficace, que Notre Europe souhaite définir.*

Successivement présidée par Jacques Delors (1996-2004), Pascal Lamy (2004-2005), Tommaso Padoa-Schioppa (2005-2010) et António Vitorino (depuis 2011), Notre Europe vise une stricte indépendance de pensée et œuvre dans le sens du bien public. C'est pourquoi l'ensemble de ses travaux est accessible gratuitement via son site Internet, en français et en anglais : www.notre-europe.eu.

Table des matières

Résumé	p. 1
I. Objectifs énergétiques et besoins en infrastructures de l'UE	p. 5
1.1. Scénarios énergétiques de l'UE pour 2030 et 2050	p. 5
1.2. Aperçu des besoins en infrastructures énergétiques	p. 9
1.3. Besoins en infrastructures électriques	p. 10
1.4. Besoins en infrastructures gazières	p. 12
1.5. Besoins en infrastructures de transport du CO ₂	p. 14
II. Financement passé et actuel des infrastructures énergétiques dans l'UE	p. 17
2.1. Aperçu	p. 17
2.2. La Banque européenne d'investissement (BEI)	p. 19
2.3. Le Programme RTE-Energie	p. 22
2.4. Le Plan européen pour la relance économique	p. 23
2.5. Le Fonds européen pour l'énergie, le changement climatique et les infrastructures (Fonds Marguerite)	p. 24
2.6. Autres instruments	p. 25
III. Étude de cas : quelques questions relatives au projet de réseau en mer du Nord	p. 27
3.1. Le réseau en mer du Nord : une priorité pour l'infrastructure européenne	p. 27
3.2. Problèmes relatifs à la planification et au tracé du réseau	p. 29
3.3. Une amélioration générale du bien-être qui s'accompagne de gagnants mais aussi de perdants	p. 31
3.4. Le potentiel limité d'un investissement dans une infrastructure de transport à but commercial	p. 33
3.5. Conclusion de l'étude de cas	p. 35

IV. Perspectives : comment assurer le financement des infrastructures énergétiques transnationales en Europe ?	p. 39
4.1. La nécessité d'une approche européenne	p. 39
4.2. Financement des projets de RTE-E : le Mécanisme pour l'interconnexion en Europe (<i>Connecting Europe Facility</i>)	p. 42
4.3. La BEI et les obligations de financement d'infrastructures énergétiques	p. 43
4.4. La réforme du budget de l'UE	p. 45
Conclusion	p. 47
Références	p. 49
Annexe	p. 55

Liste des tableaux

Tableau 1 : Évolution prévue de la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables (en TWh), 2010-2020	p. 8
Tableau 2 : Investissements commercialement viables et investissements totaux requis par secteur pour la période 2011-2020 dans une situation de statu quo	p. 10
Tableau 3 : Montant total des dépenses publiques dans le domaine de l'énergie (aux niveaux des États et de l'UE) en 2009	p. 19
Tableau 4 : Prêts signés par la BEI pour des infrastructures énergétiques d'intérêt transeuropéen entre 2007 et 2009	p. 21
Tableau 5 : Fonds engagés par les RTE-E sur la période 2007-2009	p. 23
Tableau 6 : Projets du Plan européen pour la relance économique dans le secteur de l'électricité	p. 55

Liste des graphiques

Graphique 1 : Consommation d'énergie primaire par combustible (en Mtep), scénario de référence PRIMES	p. 7
Graphique 2 : Bouquet de la production brute d'électricité 2010-2030 par source en TWh et parts correspondantes, scénario de référence PRIMES	p. 7
Graphique 3 : Stratégie de décarbonisation pour l'Europe en 2050	p. 9
Graphique 4 : Scénario commercial et scénario du maillage	p. 31
Graphique 5 : Répartition des rentes de congestion dans le scénario commercial et le scénario du maillage	p. 33

Résumé

- **Le secteur de l'énergie joue un rôle crucial dans le développement durable de l'économie de l'UE.**

C'est à la fois un secteur clé pour la reprise et la croissance industrielle dans l'UE mais aussi un élément majeur de sa stratégie de décarbonisation à l'horizon 2020 et 2050.

Le rôle particulier du secteur énergétique a d'ailleurs été récemment souligné dans la communication sur la stratégie énergétique européenne pour 2020 (CE, 2010b), qui a été reprise et développée dans une communication sur la politique européenne en matière d'énergie et de climat pour 2050 (CE, 2010d). Dans ce contexte, le paquet Infrastructures énergétiques européennes évoqué dans la communication de la Commission « Priorités en matière d'infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà » de novembre 2010¹ est la pièce maîtresse d'une stratégie

1. COM (2010) 677/4.

destinée à soutenir la transformation du secteur énergétique. Cependant, des questions importantes demeurent, notamment celles d'une réglementation transfrontalière et du financement des futures infrastructures énergétiques européennes.

- **La transition du secteur énergétique européen vers une industrie à faibles émissions de carbone requiert en effet d'importants investissements et financements.**

D'une part, l'accroissement des distances entre les lieux de production et de consommation de l'électricité dans un système reposant sur l'électricité renouvelable demande un investissement substantiel pour la construction du réseau. D'autre part, les modes de production aléatoires nécessiteront de nouvelles approches pour stabiliser les réseaux et intégrer de nouvelles infrastructures, en particulier des technologies de contrôle, des capacités de stockage de l'électricité et un approvisionnement en gaz stable et fiable comme combustible de secours.

Plus particulièrement, du point de vue technique, il sera nécessaire de compléter le système de courant alternatif à haute tension déjà en place par l'intégration de technologies de courant continu à haute tension en tant que « réseaux superposés ». En outre, les approches réglementaires auront un impact majeur sur le financement de ces projets transfrontaliers d'infrastructures.

- **Les résultats obtenus avec les instruments actuels de financement de projets transeuropéens sont mitigés.**

La mise en place des projets des RTE-E au cours des 15 dernières années reste en effet insuffisante compte tenu des objectifs de l'UE pour 2020. L'ordre actuel de priorité pour les projets est échelonné de la sorte : (1) projets d'intérêt européen, (2) projets prioritaires et (3) projets d'intérêt

commun. Cet ordre a montré la nécessité de réduire le champ des RTE-Energie, en passant d'environ 550 projets actuellement à un nombre réduit de projets prioritaires stratégiques.

Il est donc primordial de définir de nouveaux modèles organisationnels, de reconstruire le rôle des régulateurs nationaux et européens mais aussi d'établir des instruments réglementaires et financiers mieux adaptés.

- **Conformément au paquet Infrastructures énergétiques européennes, près de 1 000 milliards d'euros doivent être investis dans le secteur énergétique européen d'ici 2020 (CE, 2010b, p. 9).**

La moitié le sera dans les réseaux énergétique de transmission mais aussi de distribution d'énergie. Or, les marchés ne fourniront que la moitié des 200 milliards d'euros requis pour les réseaux de transmission. Il manque donc 100 milliards d'euros, ce qui pose la question du rôle de l'UE dans le financement d'infrastructures énergétiques européennes.

Cette situation soulève non seulement la question des compléments à apporter aux législations nationales existantes mais aussi celle du développement des instruments budgétaires actuels de l'UE, qui ont en effet été relativement inefficaces dans l'approvisionnement et le financement des infrastructures énergétiques devant permettre d'atteindre les objectifs de l'UE pour 2020 (tant à moyen terme que dans leurs implications à long terme définies dans le paquet Infrastructures énergétiques européennes).

L'UE et ses États membres devraient donc adopter un rôle plus proactif dans la planification et le financement de la construction d'infrastructures afin d'internaliser les effets et de réduire le coût des infrastructures.

- Ce document constitue une vue d'ensemble des questions relatives au futur financement du secteur de l'énergie, avec un accent sur le développement des infrastructures.

Nous y proposons d'abord une **synthèse des prévisions à long terme sur l'offre et la demande énergétiques** en Europe et différents scénarios pour atteindre une réduction de 80 % des émissions de CO₂ d'ici 2050. Nous nous intéressons ensuite aux **besoins en infrastructures** considérés comme des « facilitateurs » de la mise en place d'un développement durable, avec une attention particulière aux infrastructures de transport d'électricité, de gaz naturel et de CO₂, appelées à devenir la pierre angulaire d'un futur marché européen de l'énergie unique et intégré. Dans notre étude des besoins en infrastructures identifiés par les différents acteurs, nous soulignons les **éventuelles divergences** entre les effets sociaux positifs aux niveaux européen et transfrontalier, et les effets nationaux. Ces divergences pourraient impliquer que les institutions européennes jouent un rôle plus important.

La partie 2 décrit les différents instruments disponibles au niveau de l'UE pour **financer des infrastructures énergétiques transnationales**.

La partie 3 propose une **étude de cas** soulignant divers aspects liés au futur financement des infrastructures énergétiques transeuropéennes. Nous y comparons différents projets de réseaux énergétiques en mer du Nord et leurs conséquences en termes financiers et de distribution.

En nous appuyant sur cette étude de cas, nous nous intéressons dans la partie 4 à la question des **instruments financiers adaptés pour soutenir les investissements dans les infrastructures**, que ce soit au niveau national ou européen, où ce type d'instruments n'est pas encore suffisamment développé. Nous y discutons également des avantages de la mise en commun des ressources au niveau de l'UE et des obstacles potentiels ainsi que des différents ajustements institutionnels possibles.

I. Objectifs énergétiques et besoins en infrastructures de l'UE

1.1. Scénarios énergétiques de l'UE pour 2030 et 2050

Conformément à l'article 194 du TFUE, l'UE est explicitement tenue a) d'assurer le fonctionnement du marché de l'énergie, b) d'assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans l'Union, c) de promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables et d) de promouvoir l'interconnexion des réseaux énergétiques.

Actuellement, la politique énergétique européenne repose sur les trois piliers que sont la durabilité, la compétitivité et la sécurité de l'approvisionnement, comme convenu lors du Conseil européen de mars 2007 et les suivants². Des objectifs contraignants ont été établis pour 2020 en matière d'émissions de gaz à effet de serre (- 20 %, voire - 30 %) et de pourcentage

2. COM (2007) 1 adoptée par le Conseil le 15 février 2007 (C/07/24).

d'énergie provenant de ressources renouvelables (20 % de la consommation finale d'énergie) ainsi qu'un objectif non contraignant portant sur l'efficacité énergétique (réduction de 20 % de la consommation d'énergie en comparaison avec un scénario de statu quo). Le « paquet » énergie-climat comprend désormais la directive relative aux énergies renouvelables³, le troisième paquet relatif au marché intérieur de l'énergie⁴, la directive CSC⁵ ainsi que le règlement sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz⁶.

Le graphique 1 montre les dernières prévisions énergétiques de la Commission pour 2030 (« Tendances énergétiques pour 2030, mise à jour de 2009 ») d'après le scénario de référence PRIMES établi par la Commission européenne. Celui-ci s'appuie sur les objectifs légalement contraignants en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale (20 % dans les deux cas). Curieusement, pour la période 2020-2030, le modèle ne prévoit pas de mesures supplémentaires. La consommation d'énergie est censée rester constante dans les deux décennies à venir, à environ 1 800 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep). Dans ce scénario, la part des énergies renouvelables passerait à 20 % en 2020 et légèrement plus par la suite, tandis que celle du gaz naturel, du pétrole et des combustibles solides baisserait légèrement. La part de l'énergie nucléaire resterait pour sa part stable (autour de 14 %).

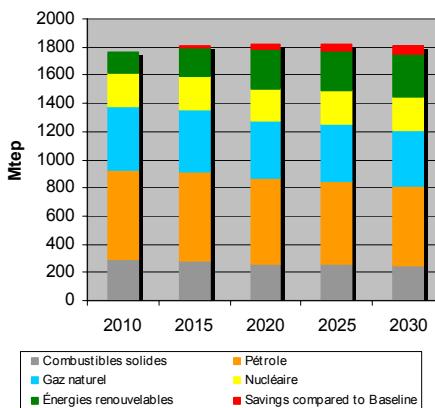
3. Directive relative aux énergies renouvelables (2009/28/EC).

4. Règlement (CE) N° 713/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie ; Règlement (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 ; Règlement (CE) N° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et abrogeant le règlement (CE) N° 1775/2005 ; Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE; Directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE.

5. Directive 2009/31/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative au stockage géologique du dioxyde de carbone et modifiant la directive 85/337/CEE du Conseil, les directives 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE et 2008/1/CE et le règlement (CE) N° 1013/2006.

6. Règlement (UE) N° 994/2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant la directive 2004/67/CE du Conseil.

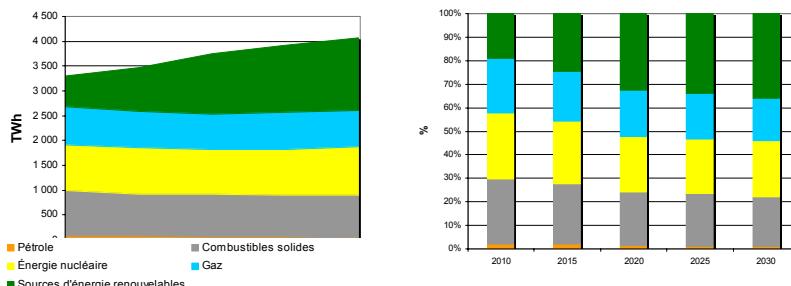
GRAPHIQUE 1 : CONSOMMATION D'ÉNERGIE PRIMAIRE PAR COMBUSTIBLE (EN Mtep), SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE PRIMES



SOURCE : CE, 2010B, p. 22.

Selon le scénario de référence, la demande en électricité devrait augmenter légèrement, de 3 362 TWh actuellement à 4 073 TWh en 2030 (soit une croissance d'environ 20 % en 20 ans). Tandis que la part des sources d'électricité classiques (combustibles solides, gaz naturel et énergie nucléaire) dans la production électrique brute diminuerait légèrement, celle des sources renouvelables devrait être de 33 % en 2020 et d'environ 40 % en 2030 (voir graphique 2).

GRAPHIQUE 2 : BOUQUET DE LA PRODUCTION BRUTE D'ÉLECTRICITÉ ENTRE 2010 ET 2030 PAR SOURCE EN TWh (À GAUCHE) ET PARTS CORRESPONDANTES (À DROITE), SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE PRIMES.



SOURCE : CE, 2010B, p. 25.

Les sources d'énergie renouvelables intermittentes que sont l'éolien et le solaire devraient représenter 16 % de la production électrique en 2020 et 20 % en 2030. Le tableau 1 montre les prévisions d'évolution des énergies renouvelables dans la production électrique en 2020 : 1 152 TWh, soit une croissance de 82 % par rapport à 2010. L'énergie éolienne devrait se développer essentiellement en Allemagne, au Royaume-Uni, en Espagne, en France, en Italie et aux Pays-Bas ; l'énergie solaire principalement en Allemagne et en Espagne.

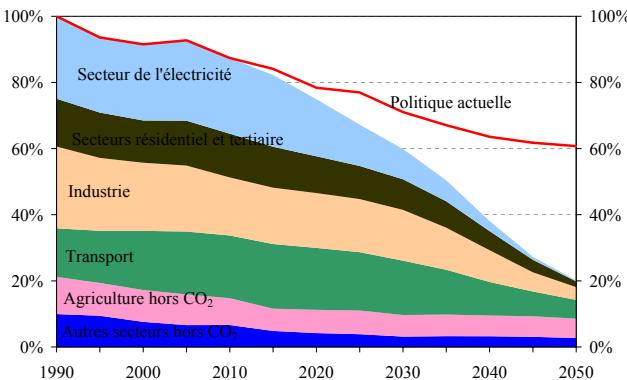
TABLEAU 1 : ÉVOLUTION PRÉVUE DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À PARTIR DE SOURCES D'ÉNERGIES RENOUVELABLES (EN TWh), 2010-2020

TYPE DE SOURCE D'ÉNERGIE RENOUVELABLE	PRODUCTION EN 2010 (TWh)	PRODUCTION EN 2020 (TWh)	PART EN 2020 (en %)	VARIATION 2010- 2020 (en %)
HYDRAULIQUE	342,1	364,7	32 %	7 %
ÉOLIEN	160,2	465,8	40 %	191 %
BIOMASSE	103,1	203	18 %	97 %
SOLAIRE	21	102	9 %	386 %
AUTRES	6,5	16,4	1 %	152 %
TOTAL	632,9	1 151,9	100 %	82 %

SOURCE : CE, 2010b, p. 26.

La Commission européenne a fixé des objectifs encore plus ambitieux dans sa communication de mars 2011⁷ intitulée « Une Feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 ». La Commission prévoit en effet une décarbonisation quasi-totale du secteur de l'énergie aux environs de 2050. Les seuls secteurs encore autorisés à émettre des gaz à effet de serre seront alors l'industrie, le transport et l'agriculture (voir graphique 3). Le développement des infrastructures en Europe devrait donc se faire avec 2050 en perspective et en considérant les objectifs définis pour 2030 comme une étape intermédiaire.

7. COM(2011) 112 final, du 8 mars 2011.

GRAPHIQUE 3 : STRATÉGIE DE DÉCARBONISATION POUR L'EUROPE EN 2050

SOURCE : COMMUNICATION DE LA COMMISSION « FEUILLE DE ROUTE VERS UNE ÉCONOMIE COMPÉTITIVE À FAIBLE INTENSITÉ DE CARBONE À L'HORIZON 2050 » (COM(2011) 112 FINAL).

1.2. Aperçu des besoins en infrastructures énergétiques

Diverses tentatives ont été entreprises pour « traduire » les prévisions relatives à l'offre et à la demande en énergie en termes de futurs besoins en infrastructures énergétiques. En général, les données obtenues tendent à surestimer les besoins effectifs en infrastructures parce qu'ils ne prennent pas suffisamment en compte les réactions du côté de la demande, l'inertie au sein du système et diverses formes d'adaptation. Ces estimations hiérarchisent toutefois l'importance des investissements requis dans les infrastructures.

Le tableau 2 récapitule les investissements en infrastructures nécessaires au secteur entre 2010 et 2020. Pour respecter scrupuleusement les objectifs à plus long terme portant sur le climat (réduction de 80 à 95 % des émissions de gaz à effet de serre), des investissements en infrastructures encore plus importants doivent être réalisés.

Il convient de noter que dans le tableau 2, tous les « besoins » ne sont pas considérés comme « commercialement viables ». Les investisse-

ments non commercialement viables sont ceux pour lesquels les résultats de l'analyse coût-bénéfice ont conduit les gestionnaires de réseaux de transport concernés à soumettre le projet d'investissement au régulateur pour approbation (CE, 2010b, p. 32), ou pour lesquels il n'est pas possible d'assurer un financement privé. Ainsi, sur les 215,5 milliards d'euros d'investissements requis, seuls 153 milliards d'euros sont commercialement viables (soit 62,5 %). De plus, en raison d'obstacles à sa mise en place, seule une partie de ces infrastructures sera effectivement réalisée, ce que reflète la rubrique « fourniture en cas de statu quo ». Cette part représente 102 milliards d'euros pour la période 2010-2020, soit seulement 47 % des besoins en infrastructures globaux⁸, ce qui entraîne un déficit d'investissement d'environ 100 milliards d'euros.

TABLEAU 2 : INVESTISSEMENTS COMMERCIALEMENT VIABLES ET INVESTISSEMENTS TOTAUX REQUIS PAR SECTEUR POUR LA PÉRIODE 2010-2020 DANS UNE SITUATION DE STATU QUO

SECTEUR (INVESTISSEMENTS POUR LA PÉRIODE 2010-2020, EN MDS D'€)	FOURNITURE EN CAS DE STATU QUO	FOURNITURE COMMERCIALEMENT VIABLE	TOTAL REQUIS
ÉLECTRICITÉ	45	90	142
GAZ	57	63	71
TRANSPORT DE CO ₂	0	0	2,5
TOTAL	102	153	215,5
TOTAL (EN %)	47 %	71 %	100 %
DÉFICIT D'INVESTISSEMENT (EN MDS D'€)	113,5	62,5	0

SOURCE : CE, 2010c, p. 34.

1.3. Besoins en infrastructures électriques

Dans le secteur électrique, les plus importants besoins en infrastructures portent sur les infrastructures de transport d'électricité sur terre et en

8. Cette somme prend en compte les projets entamés mais restés inachevés, non pas parce qu'ils étaient commercialement irréalisables mais pour d'autres raisons, souvent non financières.

mer. Le plan décennal de développement du réseau établi par le REGRT-E⁹ prévoit que sur près de 70 milliards d'euros alloués aux infrastructures de transport, 28 milliards servent aux interconnexions transfrontalières. Presque toutes ces interconnexions transfrontalières sont considérées comme commercialement viables (CE, 2010c, p. 33). En revanche, la connexion de 40 GW de production électrique éolienne en mer nécessite 32 milliards d'euros d'infrastructures de réseau en mer, dont la majorité n'est pas considérée comme commercialement viable, en raison de lourdes incertitudes mais aussi de la multitude de bénéficiaires qui complique l'attribution des bénéfices. En effet, les investissements dans la capacité d'interconnexion présentent d'importants risques et sont complexes (Kapff and Pelkmans, 2010, p. 11). Enfin, près de 40 milliards d'euros sont assignés à des investissements dans des infrastructures de réseaux « intelligents », dans les domaines de la production et du transport. La moitié de cette somme est considérée comme commercialement viable.

Le paquet Infrastructures énergétiques européennes met en outre clairement l'accent sur certaines zones géographiques. Ainsi, jusqu'à 12 % de la production d'énergies renouvelables en 2020 devraient venir des capacités de production implantées dans les mers septentrionales. Le réseau intelligent dans ces mers et le réseau électrique en Europe du Nord et centrale constituent les corridors prioritaires pour le développement du réseau électrique. Les autres projets prioritaires de réseaux électriques comprennent les interconnexions entre l'Europe du Sud-Ouest, du Centre-Est et du Sud-Est ainsi que la mise en œuvre du Plan d'interconnexion des marchés énergétiques de la région de la mer Baltique (PIMERB). De plus, des parcs solaires et éoliens terrestres implantés en Europe du Sud ainsi que les installations de biomasse d'Europe centrale et orientale produiront une quantité considérable d'énergie électrique.

9. Le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (REGRT-E) est une association regroupant les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité européens.

Ces projets de long terme vont au-delà du plan décennal de développement du réseau. Par conséquent, ils font désormais partie des corridors prioritaires de la Commission européenne, qui comprennent :

1. Le réseau énergétique dans les mers septentrionales et sa connexion à l'Europe du Nord et centrale ;
2. Les interconnexions en Europe du Sud-Ouest ;
3. Les interconnexions en Europe du Centre-Est et du Sud-Est ;
4. La mise en œuvre du plan d'interconnexion des marchés énergétiques de la région Baltique.

Si les deux premiers corridors prioritaires mettent l'accent sur l'intégration des capacités de production d'énergie renouvelable, les deux autres pourraient se justifier par l'intégration du marché et des considérations portant sur la sécurité de l'approvisionnement. Ces priorités devraient, sur la base de critères transparents et convenus, déboucher sur un programme de projets prioritaires concrets à intégrer tous les deux ans au plan décennal de développement du réseau. Ces projets devraient notamment être évalués en fonction de leur contribution à la sécurité de l'approvisionnement, à une meilleure intégration du marché et à une concurrence accrue, à l'efficacité énergétique, à une utilisation plus rationnelle de l'électricité et de leur capacité à connecter les installations de production d'énergie renouvelable aux principaux centres de consommation et de stockage. Un projet répondant à ces critères se verrait octroyer un label « Projet d'intérêt européen », qui lui ouvrirait des droits à un financement européen (CE, 2010b, p. 15).

1.4. Besoins en infrastructures gazières

Les infrastructures gazières sont appelées à jouer un rôle majeur dans le futur bouquet énergétique. En effet, dans les prochaines années, le gaz naturel pourrait jouer un rôle plus important en tant que combustible de

secours, pour pallier une production électrique de plus en plus aléatoire. De plus, l'effort de l'UE pour diversifier les sources d'énergie et réduire les congestions au sein de l'Europe nécessiteront des investissements substantiels dans les infrastructures. Conformément au règlement sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel (CE N° 994/2010), les gazoducs bidirectionnels et interconnectés seront les pièces maîtresses de ces infrastructures et seront particulièrement développés en Europe de l'Est. La diversification des sources d'importation est l'une des questions majeures, résultant notamment des nouvelles capacités de stockage et d'approvisionnement flexibles, telles que le gaz naturel liquéfié (GNL) et le gaz naturel comprimé (GNC).

La Commission a défini des corridors prioritaires pour la mise en place des infrastructures gazières, avec pour objectif de « [...] permettre l'achat et la vente de gaz provenant d'une quelconque source partout dans l'UE, indépendamment des frontières nationales » (CE, 2010b, p. 12). La Commission suggère en outre que chaque région européenne puisse disposer d'infrastructures à même de lui garantir un accès à différentes sources de gaz naturel. Ces corridors prioritaires stratégiques comprennent :

1. un corridor méridional permettant une plus grande diversification des sources et l'acheminement du gaz vers l'UE en provenance du bassin caspien, d'Asie centrale et du Moyen-Orient;
2. une liaison entre les mers Baltique, Noire, Adriatique et Égée, notamment par la mise en place du plan d'interconnexion des marchés énergétiques de la région de la Baltique et du corridor Nord-Sud en Europe du Centre-Est et du Sud-Est;
3. un corridor Nord-Sud en Europe de l'Ouest pour remédier aux goulets d'étranglement intérieurs, améliorer la disponibilité immédiate des ressources et tirer le meilleur parti des infrastructures existantes, en particulier des usines de production de GNL et des capacités de stockage.

Comme dans le secteur de l'électricité, des projets concrets seront déduits de ces priorités. Ils obtiendront le statut de « Projet d'intérêt européen » s'ils favorisent la diversification des sources et des voies d'approvisionnement en gaz naturel et des acteurs du secteur, une meilleure intégration du marché et un recul de la concentration des marchés (CE, 2010b, p. 15).

Une part plus importante des infrastructures gazières est commercialement viable. Ainsi, la totalité des 28 milliards d'euros investis dans les gazoducs d'importation devrait être commercialement viable dans les conditions qui prévalent actuellement sur le marché et en matière réglementaire. Il devrait en être de même des 21 milliards d'euros nécessaires pour réaliser les interconnexions intra-européennes. Enfin, près des deux tiers des 21 milliards d'euros d'investissements pour le stockage devraient également être commercialement viables. Le taux d'exécution pour les infrastructures de gaz est donc supérieur à celui des infrastructures de transport d'électricité. Ainsi, sur les 71 milliards d'euros d'investissements requis, 57 milliards (presque 80 %) devraient être réalisés.

1.5. Besoins en infrastructures de transport du CO₂

Si les technologies de captage, de transport et de stockage du CO₂ (CSC) occupent une place importante dans le paquet Infrastructures énergétiques européennes, leurs conséquences en termes de mise en place d'infrastructures de transport de CO₂ ne sont pas clairement définies. Selon les prévisions du modèle PRIMES, une telle infrastructure devrait voir le jour à l'échelle européenne en 2020, dans le sillage de nombreux projets pilotes qui seront mis en œuvre au cours de la prochaine décennie. Dans ce scénario, la répartition de la capacité de stockage de CO₂ nécessitera un réseau important de conduites pour permettre le captage, le transport et le stockage du CO₂ émis lors de la production d'électricité (CE, 2010b et Arup, 2010). Même en comptant sur la disponibilité commerciale des tech-

nologies CSC, les instruments de financement à long terme d'un réseau de conduites de CO₂ transnational nécessiteraient une importante participation financière de l'UE en termes de recherche sur ces technologies et de déploiement commercial après 2020.

Proposant une autre approche, Herold et son équipe (Herold *et al.*, 2010) ont imaginé divers scénarios de développement de l'infrastructure de transport de CO₂ selon son prix et la disponibilité des sites de stockage sur terre et en mer. Toutefois, ces deux approches aboutissent à des conclusions similaires : à court et moyen terme, les besoins en investissements dans l'infrastructure de transport de CO₂ sont faibles. Les priorités européennes en termes d'infrastructures (CE, 2010b, p. 49) estiment qu'ils représentent environ 2,5 milliards d'euros, ce qui est très peu en comparaison avec les deux autres secteurs (électricité et gaz naturel). Il convient cependant de noter que les principaux coûts en termes de valeur ajoutée (environ 80 %) proviennent de la séparation du CO₂, que les coûts de transaction liés à l'implantation de l'infrastructure de transport du CO₂ n'ont pas été pris en compte et que le stockage a également un coût élevé.

II. Financement passé et actuel des infrastructures énergétiques dans l'UE

2.1. Aperçu

À l'heure actuelle, il existe plusieurs sources de financement au niveau européen pour financer les investissements dans les réseaux énergétiques. Il s'agit de sources publiques et privées mais aussi de programmes de cofinancement (CE, 2010b) : les budgets communautaires et nationaux, les capitaux propres des gestionnaires de réseaux de transport (de 20 à 100 % de l'investissement total requis selon l'ampleur de l'investissement), les fonds privés et les prêts bancaires (de la Banque européenne d'investissement, de la Banque européenne pour la reconstruction et le développement ou des banques commerciales privées).

Actuellement, il n'existe pas de modèle de financement des infrastructures européennes. Le financement le plus courant provient des fonds propres des gestionnaires de réseaux de transport (i.e. des entreprises publiques ou privées) et de prêts accordés par les banques commerciales

et les institutions financières internationales (essentiellement la Banque européenne d'investissement). En principe, la législation nationale s'applique aux infrastructures de transport (et de distribution) intérieures, ce qui les place à l'abri des risques commerciaux. La situation est cependant différente pour les interconnexions transfrontalières (pour l'électricité) ou les projets de conduites énergétiques multinationales intercontinentales (comme Nabucco), qui comportent des risques politiques, économiques et réglementaires plus spécifiques. Ces derniers font parfois l'objet de financements spécifiquement liés à un projet, par le biais d'entreprises créées pour l'occasion. Les règles de financement en usage en Europe, à savoir une répartition adaptée des coûts et bénéfices, sont nécessaires car aucun pays n'a intérêt à financer seul une interconnexion (*Notre Europe*, 2010, p. 85). Les investissements « marchands » dans les interconnexions électriques, qui tendent à se développer aux États-Unis, restent rares en Europe même si on en trouve des exemples en mer du Nord, comme le câble NorNed (voir l'étude de cas ci-après).

Le tableau 3 donne une vue d'ensemble du montant total des dépenses publiques réalisées en Europe dans le domaine de l'énergie (aux niveaux national et européen). Comme le montre ce tableau, l'UE a alloué 900 millions d'euros à des projets énergétiques en 2009, soit 4 % des dépenses publiques énergétiques totales réalisées cette année-là en Europe.

**TABLEAU 3 : MONTANT TOTAL DES DÉPENSES PUBLIQUES DANS LE DOMAINE DE L'ÉNERGIE
(AUX NIVEAUX DES ÉTATS ET DE L'UE) EN 2009**

	TOTAL (EN MILLIONS D'EUROS)	EN POURCENTAGE DES DÉPENSES ÉNERGÉTIQUES TOTALES RÉALISÉES EN EUROPE	EN POURCENTAGE DES DÉPENSES ÉNERGÉTIQUES TOTALES RÉALISÉES CETTE ANNÉE-LÀ AUX DIFFÉRENTS NIVEAUX D'INTERVENTION
ÉTATS MEMBRES	7 210	96	0,12
UE (BUDGET DE L'UE) ¹⁰	300,2	4	0,26
TOTAL	7 510,2	100	...

SOURCE : POUR L'UE : BUDGET GÉNÉRAL DE L'UNION EUROPÉENNE POUR L'EXERCICE BUDGÉTAIRE 2010 (J.O. L 68 DU 15 MARS 2011); POUR LES ÉTATS MEMBRES : STATISTIQUES DE LA CFAP POUR 2009, EUROSTAT.

Concrètement, en 2010, la part des dépenses relatives à l'énergie et aux infrastructures dans le budget de l'UE était de 1,8 %. Le budget du programme Réseaux transeuropéens (RTE) est modeste, représentant à 0,76 % du budget de l'UE, dont la majorité est allouée au financement de projets de transport. Ces proportions sont faibles si l'on considère que les infrastructures sont effectivement un élément clé de la compétitivité de l'UE.

Les sous-parties qui suivent présentent les instruments actuellement disponibles au niveau européen pour (co-)financer les infrastructures énergétiques.

2.2. La Banque européenne d'investissement (BEI)

La BEI est la première source de financement des infrastructures européennes. Créée par le Traité de Rome, c'est une institution de l'UE dont la mission est de favoriser la réalisation des objectifs de l'UE en fournissant des financements à long terme en faveur d'investissements viables. Dans le domaine de l'énergie, elle joue un rôle important en facilitant la

10. Comprend toutes les dépenses en rapport avec l'énergie inscrites au budget de l'UE (aide à la création d'infrastructures, recherche, énergies renouvelables) à l'exception des fonds结构uels.

mise en place des Réseaux transeuropéens d'énergie (RTE-E), définis par la Commission européenne en coopération avec les États membres. Le montant des prêts « senior » accordés par la BEI aux projets RTE-E pour la période 2007-2009 s'élève à 6 milliards d'euros (3,4 milliards pour le gaz naturel et 2,6 milliards pour l'électricité) (CE, 2010a).

Outre ce financement conventionnel par prêt, la BEI a recours à d'autres produits financiers pour financer les projets des RTE :

- Une Facilité d'investissement RTE apporte un financement aux projets RTE prioritaires. D'ici 2013, elle est censée permettre d'investir 75 milliards d'euros dans des projets RTE-Transports et 0,5 à 1 milliard d'euros dans les projets RTE-Energie chaque année.
- Le Mécanisme de financement structuré (MFS) assure le financement des projets présentant un risque accru. Créé en 2001, ce mécanisme a été étendu en 2006 pour couvrir également les projets RTE pour lesquels l'investissement est plus risqué. Le mécanisme de financement structuré disposait en 2009 d'un volume de réserve de 1,25 milliard d'euros, avec un plafond de 3,75 milliards d'euros au maximum jusqu'en 2013.
- La BEI a également participé à des fonds d'investissement dans les infrastructures dans plusieurs régions d'Europe mais le volume de ces fonds était modeste¹¹.
- Il convient également de mentionner les initiatives JESSICA et JASPERS, mises au point par la DG Regio en collaboration avec la BEI et d'autres institutions financières. JESSICA apporte un soutien financier (sous forme de fonds propres, de prêts et/ou de garanties) à des projets viables de revitalisation et de développement urbain. JASPERS apporte un soutien technique aux bénéficiaires des fonds de cohésion/structurels pour les aider à préparer au mieux les projets d'infrastructures de grande ampleur.

11. Fonds de convergence pour les pays émergents d'Europe (50 millions d'euros, dont 16,5 alloués à l'énergie); Dexia Southern EU Infrastructure Fund (25 millions d'euros, dont 6,25 alloués à l'énergie); Dutch/Northern EU Infrastructure Fund (15 millions d'euros, dont 9,9 alloués à l'éducation et la santé et 5,1 aux services).

TABLEAU 4 : PRÊTS SIGNÉS PAR LA BEI POUR DES INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES D'INTÉRÊT TRANSEUROPÉEN ENTRE 2007 ET 2009 (EN MILLIONS D'EURS)

	2007	2008	2009	2007-2009
ÉLECTRICITÉ (MONTANTS)				
PROJETS RTE D'INTÉRÊT EUROPÉEN	0	90	600	690
PROJETS RTE PRIORITAIRES	140	140	0	280
PROJETS RTE D'INTÉRÊT COMMUN	16,1	300	144,45	
AUTRES PROJETS RTE	558	0	0	
PRÊTS ACCORDÉS À UN ENSEMBLE DE PROJETS DE DIFFÉRENTS NIVEAUX DE PRIORITÉ POUR LES RTE	150	163	260	
GAZ NATUREL (MONTANTS)				
PROJETS RTE D'INTÉRÊT EUROPÉEN	185	50	0	235
PROJETS RTE PRIORITAIRES	160	375	275	810
PROJETS RTE D'INTÉRÊT COMMUN	255	183	0	438
AUTRES PROJETS RTE	0	642	337	979
PRÊTS ACCORDÉS À UN ENSEMBLE DE PROJETS DE DIFFÉRENTS NIVEAUX DE PRIORITÉ POUR LES RTE	00	574	371	945
MONTANTS TOTAUX				
PROJETS RTE D'INTÉRÊT EUROPÉEN	185	140	600	925
PROJETS RTE PRIORITAIRES	300	515	275	1 090
PROJETS RTE D'INTÉRÊT COMMUN	271	483	144	898,55
AUTRES PROJETS RTE	558	642	337	1 536,86
PRÊTS ACCORDÉS À UN ENSEMBLE DE PROJETS DE DIFFÉRENTS NIVEAUX DE PRIORITÉ POUR LES RTE	150	737	631	1 517,5

SOURCE : CE, 2010a, ANNEXE, p. 50.

2.3. Le Programme RTE-Energie

Le budget communautaire constitue une autre source de financement. Actuellement, la rubrique 1a du budget de l'UE (relative à la compétitivité et à la croissance) prévoit des lignes budgétaires pour les réseaux trans-européens (RTE), ce qui inclut les RTE-T (Transport) et les RTE-E (Energie).

Par le passé, le soutien du budget de l'UE aux projets RTE-E a été faible. Pour la période 2007-2009, les engagements dans la catégorie des RTE-E s'élevaient à 70 millions d'euros (voir tableau 5)¹². Ces fonds ont servi à cofinancer des études de faisabilité (à hauteur de 50 %) et 10 % maximum des coûts éligibles pour les travaux. Cependant, dans les faits, le cofinancement par le programme RTE-E a souvent été négligeable (> 1 %) au regard du coût total de l'investissement dans les projets (CE, 2010a). Comme nous allons le voir dans la partie 4, le programme RTE-E est actuellement en cours de révision.

12. La décision N° 1364/2006/CE recense les projets pouvant bénéficier d'une aide communautaire dans le cadre du règlement (CE) N° 788/2004 et les classe en trois catégories :
1. Les projets d'intérêt commun concernent les réseaux d'électricité et de gaz évoqués dans la décision et conforme aux objectifs et aux priorités qui y sont inscrits. Ils doivent en outre être économiquement viables. La viabilité économique d'un projet est évaluée par le biais d'une analyse des coûts et bénéfices en termes d'environnement, de sécurité de l'approvisionnement et de cohésion territoriale ;
 2. Les projets prioritaires sont sélectionnés parmi les projets d'intérêt commun. Pour être éligibles, ils doivent avoir une influence significative sur le bon fonctionnement du marché intérieur, la sécurité d'approvisionnement et/ou l'utilisation de sources d'énergies renouvelables.
 3. Certains projets prioritaires de nature transfrontalière ou ayant une influence significative sur les capacités de transport transfrontalières sont considérés comme des projets d'intérêt européen. Également recensés dans l'Annexe I, les projets d'intérêt européen sont prioritaires dans l'attribution des financements communautaires dans le cadre du budget des RTE-E et une attention particulière est accordée à leur financement dans le cadre d'autres budgets communautaires.

TABLEAU 5 : FONDS ENGAGÉS POUR LES RTE-E SUR LA PÉRIODE 2007-2009 (EN MILLIERS D'EUROS)

	2007	2008	2009	2007-2009
BUDGET RTE-E DISPONIBLE	21 200,00	22 260,00	26 045,90	69 505,90
FONDS GLOBAUX ENGAGÉS	21 200,00	22 248,80	26 034,30	69 483,10
FONDS ENGAGÉS INDIVIDUELLEMENT (TOTAL)	21 200,00	22 248,80	26 034,30	69 483,10
ELECTRICITÉ	15 175,50	9 781,60	15 302,90	40 260,00
ÉTUDES	8 132,60	3 930,40	10 639,90	22 702,50
TRAVAUX	7 042,90	5 851,20	4 663,40	17 557,50
GAZ	6 024,50	12 467,20	10 731,40	29 223,10
ÉTUDES	4 024,50	9 648,20	8 799,60	22 472,30
TRAVAUX	2 000,00	2 819,00	1 931,80	6 750,80

SOURCE : CE, 2010A, ANNEXE, p. 52.

2.4. Le Plan européen pour la relance économique

Le financement des infrastructures énergétiques a profité d'une impulsion ponctuelle spéciale sous la forme du Plan européen pour la relance économique. Adopté par le Conseil européen en 2008, il s'agit d'un plan extraordinaire de relance économique, d'une durée de deux ans, visant à dynamiser les économies européennes en combinant mesures à court terme de stimulation de la demande et investissements à long terme dans des secteurs stratégiques.

Le Plan européen pour la relance économique a alloué 3,98 milliards d'euros aux infrastructures et technologies énergétiques, dont 2,37 pour soutenir des projets d'infrastructures électriques et gazières (le reste allant à des projets éoliens et de captage du carbone)¹³. Ce soutien accéléré a bénéficié à 47 projets (voir Annexe). Comme indiqué dans son règlement, l'aide du Plan européen pour la relance économique ne doit pas

13. Règlement (CE) N° 663/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 établissant un programme d'aide à la relance économique par l'octroi d'une assistance financière communautaire à des projets dans le domaine de l'énergie, Bruxelles.

dépasser 50 % des coûts totaux des projets financés (travaux de construction compris). Presque tous les projets bénéficiaires ont été des projets d'infrastructures énergétiques transeuropéennes (présentant différents niveaux de priorité). Un milliard d'euros supplémentaire a été alloué à des projets de captage, transport et stockage de CO₂ (CSC) mais pas directement aux infrastructures de CO₂.

2.5. Le Fonds européen pour l'énergie, le changement climatique et les infrastructures (Fonds Marguerite)

Le Fonds européen pour l'énergie, le changement climatique et les infrastructures (Fonds Marguerite) a été approuvé en décembre 2008 par le Conseil ECOFIN et le Conseil européen dans le cadre du Plan européen pour la relance économique. L'idée était de rassembler les moyens financiers et les compétences de l'UE et des banques nationales de développement, et de créer un fond d'investissement stable impliquant à la fois les investisseurs privés et institutionnels. Les six principaux contributeurs du Fonds Marguerite (ayant apporté chacun une enveloppe de 100 millions d'euros) sont la BEI, la Caisse des Dépôts, la Cassa Depositi e Prestiti, le KfW Group, l'Istituto de Crédito Oficial et la PKO Bank Polski. Outre ces six acteurs, le Fonds bénéficie de la participation de la Commission européenne (80 millions d'euros) et de contributeurs privés plus modestes. Par ailleurs, ce fonds d'investissement dispose de facilités de crédit bancaire s'élevant à 5 milliards d'euros.

Ce fonds a pour vocation d'investir dans les projets des RTE-E et RTE-T, ainsi que dans les projets relatifs aux énergies renouvelables, notamment la production durable d'énergie, les infrastructures de transports propres, la distribution d'énergie et les systèmes de transport hybride (éolien, solaire à concentration et solaire photovoltaïque, géothermie, biomasse, biogaz, énergie hydraulique, valorisation énergétique des déchets). Ainsi, 65 % au

minimum des investissements du fonds se tournent vers des investissements entièrement nouveaux. Ce fonds a été créé pour au moins 20 ans.

2.6. Autres instruments

Les infrastructures énergétiques sont également financées par d'autres instruments, dont la contribution totale reste néanmoins relativement modeste à ce jour. On peut citer à ce titre les Fonds structurels, qui cofinancent les infrastructures d'énergie à hauteur de 233 millions d'euros par an environ (SRU, 2011, p. 325), les instruments de préadhésion, l'Instrument européen de voisinage et de partenariat (IEVP), la Facilité d'investissement pour le voisinage (FIV) et les programmes-cadres de RDT (recherche et développement technologique).

III. Étude de cas : quelques questions relatives au projet de réseau en mer du Nord

Nous allons nous pencher ici sur quelques problèmes liés au futur financement des infrastructures énergétiques par le biais d'une étude de cas reposant sur une analyse technique et socioéconomique plus large (voir Egerer, von Hirschhausen, and Kunz, 2011).

3.1. Le réseau en mer du Nord : une priorité pour l'infrastructure européenne

Le réseau en mer du Nord est au cœur du document « Priorités en matière d'infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà », qui fixe comme objectif le développement d'un « réseau en mer dans les mers septentrionales et [son] raccordement à l'Europe septentrionale et centrale » (CE, 2010b, p. 11). L'objectif est d'« intégrer et raccorder les capacités de production d'énergie dans les mers septentrionales aux centres de consommation en Europe septentrionale et centrale et aux installations de stockage hydroélectriques

dans la région alpine et les pays nordiques » (*Ibidem*, p. 11). Ce projet revêt une importance stratégique dans la mesure où il permet à l'Europe continentale de faire face à d'importants excédents de production d'électricité éolienne et hydraulique dans les mers septentrionales et leurs alentours en reliant ces nouveaux centres de production aux importantes capacités de stockage dans les pays nordiques et dans les Alpes, et aux grands centres de consommation en Europe centrale (*Ibidem*, p. 13).

De nombreux pays de l'UE (Royaume-Uni, Irlande, Danemark, Allemagne, Pays-Bas, Belgique, France, Suède, Pologne) et la Norvège sont engagés dans ce projet. Il regroupe donc un nombre important d'États membres poursuivant les mêmes objectifs¹⁴ et qui, en dépit d'approches réglementaires bien différentes, sont en mesure d'établir une nouvelle base commune pour des systèmes de réglementation dépassant la perspective nationale. Enfin, cette région peut s'appuyer sur plusieurs expériences réussies dans le domaine des interconnexions et de l'intégration des sources d'énergie renouvelables : interconnexion France/Royaume-Uni, câble NorNed entre la Norvège et les Pays-Bas et, plus récemment, le projet d'interconnexion entre la Norvège et l'Allemagne (NorGer).

Par ailleurs, la capacité de transport des interconnexions existantes et celle du réseau en mer du Nord permettent la mise en place d'un vrai marché intérieur européen de l'électricité entre les marchés de Scandinavie, du Royaume-Uni et d'Europe continentale, jusqu'alors fortement isolés. Le réseau en mer devrait se composer de câbles de courant alternatif pour les parcs éoliens proches des côtes et de câbles de courant continu à haute tension avec convertisseur à source de tension (HVDC-VSC) pour les connexions d'une longueur supérieure à 120 km. Les connexions entre les trois marchés devront également se faire par un câble de courant continu à haute tension (Brackelmann and Erlich, 2009).

14. L'un des instruments qu'a institutionnalisé l'UE dans ce contexte est le « groupe de haut niveau » (Adamowitsch, 2010).

Le plan directeur du réseau en mer du Nord est simple. Il s'articule autour des constats suivants :

- Il est nécessaire de connecter les capacités de production d'électricité éolienne au réseau déjà en place ;
- De nouveaux liens commerciaux entre l'Europe continentale, la Scandinavie et le Royaume-Uni ont un effet bénéfique sur l'intégration du marché (marché intérieur européen de l'électricité) ;
- L'intégration du marché accroît la sécurité de l'approvisionnement (par exemple pour la Norvège, qui a connu une production d'hydroélectricité très faible pendant de nombreuses années) ;
- Le raccordement aux capacités de stockage hydroélectrique scandinaves (qui servent de capacités de réserve), en combinaison avec l'éolien en mer, peut réduire les fluctuations de la production ;
- En outre, la connexion de marchés plutôt isolés entraîne une convergence des prix et fait des gagnants et des perdants ;
- Avec ses raccordements marins, le réseau en mer du Nord pourrait constituer une alternative aux investissements de transport sur terre actuellement à l'étude.

3.2. Problèmes relatifs à la planification et au tracé du réseau

Le débat autour des différents tracés pour le réseau en mer du Nord met en évidence le rôle primordial de la planification à long terme et les controverses qui peuvent en résulter. Trois possibilités extrêmement différentes sont effectivement envisageables, selon les acteurs qui décident du tracé du réseau, la structure du financement et le cadre réglementaire :

- Le « **scénario radial** » (*radial scenario*) prévoit l'intégration des capacités éoliennes en mer à l'échelle nationale. Le raccordement se fait par des câbles sous-marins à courant alternatif ou continu en fonction de la distance avec le point de connexion sur terre. La capacité d'échanges entre les marchés de Scandinavie, du Royaume-

Uni et d'Europe continentale n'est pas accrue et n'inclut que les connexions déjà existantes. Aucun financement de projet d'interconnexion transnationale en mer n'est nécessaire.

- Le « **scénario commercial** » (*trade scenario*) tient compte de l'intégration des capacités éoliennes de production électrique en mer existantes dans le scénario radial. Il prévoit, en plus, un prolongement des connexions de courant continu (construites directement entre les deux pays concernés) par de nouvelles lignes qui assurent la mise en place du marché intérieur européen (graphique 4). La construction de ces dispositifs d'échange supplémentaires est prévue et réalisée indépendamment des raccordements d'intégration des capacités de production éolienne en mer et peuvent être des lignes à but commercial dont l'établissement se justifie par des différences de prix. Ces nouvelles connexions à but commercial impliquent la mise en place en mer de 5 300 km de câbles de 1 GW.
- Le « **scénario du maillage** » (*meshed scenario*) table sur une approche combinant énergie éolienne et intégration du marché qui aboutirait à un maillage de la mer du Nord (graphique 4). Dans ce scénario, le projet d'infrastructure se complique en raison du grand nombre de pays impliqués. Il semble toutefois intéressant de raccorder les principales zones de production d'énergie de mer du Nord à un plus vaste réseau. Un tel raccordement atténuerait en effet l'aspect intermittent de la production en permettant une distribution plus souple de l'énergie éolienne et contribuerait largement à la mise en place du marché intérieur européen. Ce scénario implique seulement la mise en place en mer de 5 500 km de connexions de 1 GW supplémentaires car certaines des lignes d'intégration des capacités éoliennes du scénario radial sont également utilisées à des fins commerciales.

Outre les coûts nécessaires d'intégration des capacités éoliennes du scénario radial, le scénario commercial et celui du maillage impliquent des

investissements internationaux s'élevant à 10-20 milliards d'euros d'ici 2030. Le scénario du maillage est le plus coûteux en raison des connexions en mer qu'il requiert.

GRAPHIQUE 4 : SCÉNARIO COMMERCIAL (À GAUCHE) ET SCÉNARIO DU MAILLAGE (À DROITE)



SOURCE : EGERER, VON HIRSCHHAUSEN, AND KUNZ, 2011.

3.3. Une amélioration générale du bien-être qui s'accompagne de gagnants mais aussi de perdants

Deux scénarios antagonistes sont donc possibles : un réseau en mer du Nord dans lequel prévaut la loi du marché, établi avec des investissements motivés par les différences de prix entre les trois régions ou une approche réglementée s'appuyant sur un projet général d'expansion à moyen terme du réseau en mer du Nord développé par un « maximiseur de bien-être » (qui pourrait être une institution européenne). Les changements annuels en termes de bien-être pour tous les nœuds des trois marchés constituent, avec les rentes de congestion en mer, l'indicateur de base de l'intérêt d'introduire de nouveaux éléments au système.

Le modèle a été appliqué à des situations combinant le scénario de référence de 2009 et un scénario « éolien+ » (incluant une hausse de la production d'électricité éolienne) aux trois scénarios possibles pour le réseau. Les résultats s'expriment en termes d'amélioration du bien-être global, du bien-être national (dans lequel on distingue surplus de l'offre

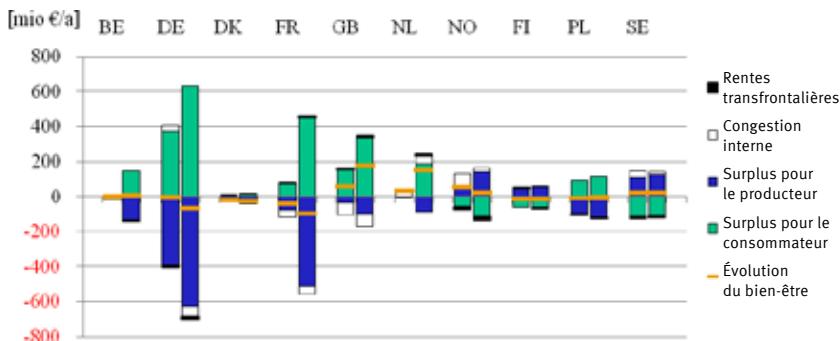
et surplus de la demande), des prix nodaux et des flux d'échanges dans le réseau (en particulier au sein du réseau en mer du Nord). Les rentes de congestion des raccordements marins du réseau en mer du Nord ont également été déterminées.

Les résultats obtenus confirment le dilemme inhérent à une infrastructure énergétique transnationale en Europe : on trouve une amélioration du bien-être global mais le réseau en mer du Nord fait aussi des perdants et des gagnants au niveau régional (voir graphique 5)¹⁵. Des deux tracés de réseau, celui du scénario du maillage semble le plus prometteur car il apporte d'importants avantages même sans capacité de production éolienne supplémentaire et justifie des investissements plus coûteux par des gains supérieurs en termes de bien-être.

La répartition du surplus de l'offre et de la demande montre l'effet des fluctuations des rentes de congestion dans le réseau en mer du Nord. Les résultats sont caractérisés par une convergence des prix, avec une hausse des tarifs en Scandinavie et une baisse dans les autres régions. D'un côté, la hausse des prix est préjudiciable aux consommateurs et profite aux producteurs (en Norvège ou en Suède, par exemple) ; de l'autre, la baisse des tarifs entraîne une augmentation des rentes de congestion pour les consommateurs et des pertes pour les producteurs (comme en Allemagne ou en France). Dans de nombreux pays (Belgique, Allemagne...), la répartition des rentes de congestion par le biais de nouvelles capacités de transmission est plus de dix fois supérieure à l'effet sur le bien-être national.

15. La méthode de modélisation s'appuie sur le modèle électrique ELMOD, un modèle ascendant pour le marché européen de l'électricité, qui repose sur une approche DCLF (*répartition des puissances à courant continu*) (Leuthold, et al., 2011). Elle prend en compte les aspects électrotechniques en incluant un traitement du temps, les fluctuations de la demande et différents niveaux de production éolienne. La fonction objective maximise le bien-être (problème quadratique) et le réseau électrique y est pris en compte.

GRAPHIQUE 5 : RÉPARTITION DES RENTES DE CONGESTION DANS LE SCÉNARIO COMMERCIAL (À GAUCHE) ET LE SCÉNARIO DU MAILLAGE (À DROITE)



SOURCE : EGERER, VON HIRSCHHAUSEN, AND KUNZ, 2011.

3.4. Le potentiel limité d'un investissement dans une infrastructure de transport à but commercial

Le réseau en mer du Nord constitue donc un test de taille pour les différentes possibilités institutionnelles de financement de lignes de transport d'électricité à haute tension, en particulier pour les deux cas extrêmes : transport privé à des fins commerciales et investissement réglementé.

Le transport à des fins commerciales repose sur l'idée que les forces du marché sont cruciales pour l'investissement dans les équipements de transmission et leur développement. De fait, l'investissement dans les équipements est une activité lucrative s'il permet de tirer une rémunération suffisante de l'écart entre les prix d'achat et de vente de l'électricité aux différentes extrémités de la ligne de transport commerciale. L'écart entre les prix marginaux locaux (ou prix nodaux) détermine donc l'attractivité de l'investissement dans une ligne de transport donnée¹⁶. D'autre

16. « Si les prix marginaux locaux et les droits de transport financiers constituent un cadre conceptuel pour évaluer les investissements dans les équipements de transport de l'énergie, certaines différences subsistent entre théorie et pratique » ([traduction de] Kirschen and Strbac, 2004, p. 228).

part, dans l'approche (traditionnelle) réglementée, le gestionnaire du réseau doit composer avec un plafonnement des tarifs ou un mécanisme basé sur les coûts, l'un des objectifs du régulateur étant d'inciter à une gestion efficace du réseau (par une évaluation des coûts opératoires)¹⁷. Si le débat autour des avantages et des inconvénients d'un investissement dans une infrastructure de transport à but commercial a donné lieu à de nombreuses publications (voir Joskow and Tirole, 2005), il n'existe pas de méthode d'évaluation type. Ce phénomène s'explique notamment par la nature des différences entre les prix nodaux qui dépendent de la topologie du réseau : dans un réseau à deux nœuds, les revenus de transport de l'énergie sont identiques à la différence entre les prix nodaux multipliée par le volume supplémentaire d'électricité transportée puisqu'il n'y a pas de flux en boucle. Or, plus le maillage d'un réseau est complexe, moins le lien est direct entre l'investissement dans l'infrastructure de transport et le flux électrique pouvant circuler entre ces deux nœuds précis.

L'analyse souligne les limites d'un transport de l'énergie à des fins commerciales dans le cas du réseau en mer du Nord. En effet, si le premier câble en mer du Nord, l'interconnexion NorNed entre la Norvège et les Pays-Bas, s'est avéré très lucratif, les raccordements à venir devraient l'être beaucoup moins : une ou deux lignes supplémentaires pourraient encore être rentables mais la majorité des investissements, s'ils sont réalisés, devra très vraisemblablement être réglementée. L'étude ne laisse pas présager que le développement des capacités de connexion entraînera une augmentation notable des rentes de congestion pour l'ensemble du réseau en mer. Un simple investissement à des fins commerciales ne garantira donc pas des capacités d'échange suffisantes. Il n'est effectivement pas intéressant de dépasser une certaine limite à compter de

17. « Allouer les coûts et les bénéfices du développement des équipements de transport pour chaque usage du réseau est une véritable gageure » ([traduction de] Kirschen et Strbac, 2004, p. 228). Olmos et Perez-Arriga (2009) ont proposé des méthodes pour répartir les coûts dans une approche réglementée, notamment l'établissement d'un revenu moyen.

laquelle les bénéfices provenant d'une augmentation des flux d'échanges sont annulés par une diminution du prix par unité transportée.

En somme, la résolution des problèmes de congestion n'est pas suffisamment attrayante sur le plan financier pour les investisseurs privés. Dès lors, cette approche ne peut être considérée comme une solution pour déterminer le tracé du réseau en mer. Il est par conséquent primordial de trouver les moyens d'évaluer les différents tracés de réseau au regard d'un ensemble d'avantages et d'établir un cadre réglementaire pour la mise en œuvre des projets transnationaux. Cette approche implique aussi de résoudre le problème du remboursement des investissements requis. Ce tracé devrait normalement prévoir des éléments du maillage en mer car ils semblent plus bénéfiques que les raccordements commerciaux individuels. D'ailleurs, un réseau maillé connectant les principales zones de production en mer est plus flexible, grâce à l'intégration des capacités de production éoliennes à plusieurs nœuds en mer, et pourrait servir à contourner les goulets d'étranglement sur terre, comme ceux de la côte Est du Royaume-Uni. La structure « maillée » des réseaux de courant continu et leur interdépendance avec les systèmes de transport de courant alternatif sur terre compliquent cependant les questions de planification et de gestion.

3.5. Conclusion de l'étude de cas

L'étude de cas souligne certaines questions relatives à la planification, à la définition du réseau et au financement qui peuvent être intéressantes pour les autres priorités européennes en matière d'énergie (voir Egerer, *et al.*, 2011, pour plus de détails) :

- Il existe un véritable décalage entre les bénéfices globaux du projet de réseau en mer du Nord et ceux au niveau de chaque pays. Concrètement, si les progrès généraux en matière de bien-être sont nets et indéniables, les bénéfices pour chaque État varient

en fonction du tracé du réseau, de l'approche réglementaire et des hypothèses sur l'offre et la demande. Les bénéfices attendus diffèrent ainsi largement d'un pays à l'autre, ce qui modérera l'en-thousiasme à s'impliquer dans un tel projet multilatéral.

- Cette étude montre également qu'un projet d'infrastructure a ses gagnants et ses perdants, et qu'il est essentiel dans une stratégie de développement du réseau de transport d'énergie de trouver un point d'équilibre entre les intérêts de toutes les parties prenantes. Dans ce cas, le développement du réseau profite aux exportateurs d'électricité à faible coût (la Norvège et le Royaume-Uni en l'occurrence) car ils obtiennent dans les régions où ils exportent (l'Europe continentale) des prix de vente plus élevés que sur leurs marchés intérieurs respectifs. De leurs côtés, les consommateurs européens bénéficient de cette infrastructure qui leur apporte une baisse des prix. Au contraire, les producteurs d'électricité des régions plus chères (l'Europe continentale) sont perdants en termes de parts de marché et de rente de congestion et les consommateurs des régions où les prix sont bas voient également la rente de congestion évoluer en leur défaveur. Pour ces derniers, l'édition de l'infrastructure est synonyme de hausse des prix.
- Le problème du temps est complexe et creuse un fossé entre les perspectives des politiques publiques et les intérêts des investisseurs privés. Effectivement, si le réseau intégré à maillage présenté, à long terme, les plus grands avantages, c'est aussi le tracé de réseau le plus long à porter ses fruits. Or, pour un investisseur cherchant un placement sûr à court terme, un investissement modeste dans une extension ponctuelle au résultat prévisible est plus attrayant qu'un investissement à long terme présentant une plus grande part d'incertitude, même si ce dernier profite largement au bien-être social collectif.
- Pour finir, l'étude de cas souligne la différence entre un investissement commercial à but lucratif et un investissement réglementé

motivé par des considérations d'intérêt général. Le potentiel économique du transport d'énergie diminue d'autant plus que la réalisation d'investissements et la convergence des prix augmentent. Dans le cas du réseau en mer du Nord, les possibilités de réaliser des investissements lucratifs sont vite épuisées : un ou deux câbles de raccordement entre la Norvège et l'Allemagne (comme NorGer) conservent une certaine attractivité en tant qu'investissement de transport d'énergie à but commercial mais pour les autres projets de développement du réseau de transport, la rente de congestion est trop faible pour justifier l'investissement dans l'infrastructure.

À ce titre, le réseau en mer du Nord est un bon exemple de la nécessité de trouver une approche satisfaisant les intérêts européens et ceux des États membres et impose une analyse approfondie des questions réglementaires et financières qu'il soulève.

IV. Perspectives :

comment assurer le financement des infrastructures énergétiques transnationales en Europe ?

4.1. La nécessité d'une approche européenne

Le développement des infrastructures énergétiques transeuropéennes comporte des difficultés évidentes et des mesures sont donc à l'étude aux niveaux européen et national.

L'étude d'impact du paquet Infrastructures énergétiques européennes (CE, 2010c) propose des estimations approximatives des coûts sociaux d'une mise en place trop lente de ces infrastructures. Ainsi, une optimisation du transport se produisant essentiellement au niveau national, et non à celui de l'UE, augmenterait les coûts de l'énergie. L'étude évoque même des rentes de congestion considérables pour les 26 gestionnaires de réseaux de transport européens : de l'ordre de 1,21 à 1,95 milliard d'euros par an (CE, 2010c, p. 35). Dans une étude, Matti Supponen (2010) estime les pertes de bien-être engendrées par la saturation des interconnexions et les différentiels de prix qui s'ensuivraient (15 à 29 €/MWh) à

près de 3,1 milliards d'euros par an. Par ailleurs, les investissements dans le transport de l'énergie réduiraient les risques d'instabilité du système. Selon l'étude « Smart 2020 » (The Climate Group, 2009) des réseaux « intelligents » permettraient de réduire de 15 % les émissions polluantes (CE, 2010b, p. 41).

Pour le gaz naturel, le principal effet économique évoqué est une plus grande stabilité de l'approvisionnement, garantie par une extension du réseau de gazoducs. Ainsi, la Commission européenne (2010c, p. 36) évalue à 1,65 milliard d'euros le coût économique de la rupture d'approvisionnement en gaz de janvier 2009 en Europe du Sud-Est (Slovaquie, Hongrie, Croatie, Serbie et Bulgarie), soit un coût nettement supérieur à celui des projets d'infrastructure permettant le flux inversé et des projets d'interconnexion et de stockage en Europe du Centre-Est prévus dans le Plan européen pour la relance économique (1,2 milliard d'euros). En outre, la concurrence engendrée par des infrastructures supplémentaires peut également avoir des effets positifs sur le bien-être. La construction de nouvelles infrastructures atténuerait effectivement les différences notables de prix qui subsistent entre l'Italie, l'Europe de l'Est et l'Europe du Nord-Ouest.

Les avantages économiques d'une infrastructure pour le captage-stockage de CO₂ (CSC) sont plus difficiles à évaluer car leur incidence est plus incertaine et les avantages d'une telle infrastructure moins clairs. Cependant, certaines parties prenantes avancent que les objectifs climatiques pour 2050 (une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 80 à 95 %) sont difficilement atteignables sans une infrastructure de CSC, au moins pour le secteur industriel. Il est en effet possible de trouver des mesures d'atténuation moins coûteuses dans le secteur de l'énergie mais la production de chaleur dans l'industrie (acier, ciment et clinker, pâte à papier et papier, raffineries) et les émissions de CO₂ qu'elle implique sont inévitables à court terme, ce qui rend nécessaire une infrastructure de CSC.

La Commission européenne (2010b) analyse également l'impact environnemental des projets d'infrastructures, avec une attention particulière aux émissions de CO₂ qu'elles permettraient d'éviter. Par ailleurs, selon la Commission, sans des infrastructures adaptées, les objectifs ambitieux de l'Europe en termes d'énergies renouvelables (20 % du bouquet énergétique) ne seront pas atteignables. Le scénario de référence PRIMES permet d'estimer que si toutes les infrastructures sont mises en place, une réduction des émissions de CO₂ de 2 500 millions de tonnes (3 %) par rapport au scénario de référence est envisageable entre 2010 et 2030.

Enfin, la Commission européenne (2010b) souligne qu'il est risqué d'investir trop peu dans les infrastructures énergétiques, d'autant que les coûts d'acheminement de l'électricité et du gaz sont relativement modestes (entre 2 et 4 % du prix final du gaz, environ 10 % des coûts de l'électricité). En effet, un manque d'infrastructures pourrait provoquer des pénuries ou des ruptures d'approvisionnement en énergie, ou encore des hausses des prix aux lourdes répercussions économiques et sociales. De plus, un investissement dans une légère surcapacité contribuerait à éviter les pénuries et les pannes générales, qui sont finalement plus coûteuses pour l'État membre concerné que la construction d'interconnexions permettant un équilibrage régional.

La nécessité d'une approche européenne s'est d'ailleurs manifestée explicitement lors du Conseil européen de février 2011¹⁸. Au cours de cette réunion, les dirigeants de l'UE ont reconnu que « des efforts considérables sont nécessaires pour moderniser et développer les infrastructures énergétiques de l'Europe, ainsi que pour interconnecter les réseaux à travers les frontières ». Tout en affirmant que « les coûts élevés des investissements dans les infrastructures devront être pris en charge pour l'essentiel par le marché », le Conseil a prévu que « certains projets qui se justifieraient

18. Conclusions sur l'énergie du Conseil européen du 4 février 2011.

du point de vue de la sécurité de l'approvisionnement ou de la solidarité, mais pour lesquels il ne serait pas possible de trouver un financement suffisant sur le marché, pourraient nécessiter un financement public limité pour encourager les financements privés ».

Le Conseil a en outre invité la Commission à définir des critères clairs et transparents pour choisir les projets requérant un financement public (limité), à savoir ceux à but non commercial mais justifiés du point de vue de la sécurité de l'approvisionnement ou de la solidarité, par exemple. Les procédures pour déterminer des projets concrets et les cas dans lesquels l'UE devrait agir de manière plus proactive sont actuellement à l'étude.

4.2. Financement des projets de RTE-E : le Mécanisme pour l'interconnexion en Europe (*Connecting Europe Facility*)

Dans le contexte des négociations en cours sur les perspectives financières européennes pour 2014-2020, il apparaît nécessaire de rationaliser, consolider et accroître le soutien financier aux infrastructures énergétiques durables. La Commission, qui a publié le 29 juin 2011 sa proposition de budget pour 2014-2020, en a pris acte. Cette proposition servira de base pour les négociations entre États membres sur le budget pour 2014-2020 qui s'achèveront en 2012.

À ce jour, le rôle financier du programme de RTE est modeste mais sa fonction de planification est essentielle. En apportant son soutien politique à certains projets d'intérêt européen, l'UE influe largement sur la manière dont sont développées les infrastructures transnationales. Il serait donc logique que son rôle financier soit à la hauteur de cette ambition et que les décisions de financement et d'approvisionnement soient mieux coordonnées. Les RTE-E pourraient par ailleurs faciliter la création d'interconnexions et, du même coup, la mise en place d'un marché européen de

l'énergie intégré, ce qui implique une révision des orientations des RTE-E et une attribution claire de la responsabilité de la planification et du financement des infrastructures. Pour l'heure, le rôle financier du programme des RTE-E est négligeable : son budget limité n'a pas été prévu pour faire face aux problèmes énergétiques actuels (CEPS, 2009, p. 33). Parallèlement, sa fonction de planification est essentielle. Or, ce paradoxe institutionnel entre les deux fonctions semble inapproprié et devrait être repensé en profondeur.

La Commission suggère dans sa proposition un changement des méthodes de financement des RTE-E, notamment l'abandon du programme de RTE actuel et son remplacement par un autre instrument, le Mécanisme pour l'interconnexion en Europe. Ce mécanisme servirait à financer les projets de RTE portant sur le transport, l'énergie et l'Internet haut débit par une combinaison de subventions et d'instruments reposant sur le marché. Le mécanisme disposerait d'un fonds unique de 40 milliards d'euros pour la période 2014-2020, dont 9,1 milliards d'euros seraient alloués aux infrastructures énergétiques.

4.3. La BEI et les obligations de financement d'infrastructures énergétiques

La BEI devrait jouer un rôle central dans le financement des infrastructures énergétiques européennes. Elle pourrait notamment accorder des prêts à faibles coûts pour financer les opérations ne présentant pas de risques, comme les investissements à fonds perdus et les investissements garantis par un tarif réglementé. La BEI peut également participer à des opérations de capital-investissement, ce qui nécessitera toutefois la définition claire de son rôle dans chaque projet. Son rôle d'intermédiaire dans les partenariats public-privé devra, lui, être examiné d'un point de vue critique, car ces partenariats n'ont toujours pas apporté la preuve de leur plus grande efficacité. En outre, certains programmes comme le Fonds Marguerite ont

été déterminants sur des aspects précis mais ne sont structurellement pas en mesure d'assurer des financements sur le long terme.

L'émission d'obligations européennes pour le financement d'infrastructures énergétiques a bénéficié récemment d'un soutien des dirigeants politiques, notamment au cours du Sommet européen sur l'énergie de février 2011. Ainsi, le Mécanisme pour l'interconnexion en Europe (*voir ci-dessus*) constitue la première avancée concrète de l'initiative « Emprunts obligataires Europe 2020 », qui a été lancé conjointement par la Commission européenne et la BEI début mars 2011 (CE, 2011) et qui vise à apporter un soutien de l'UE aux obligations émises par le secteur privé pour le financement de projets d'infrastructures. Cette initiative suggère que l'UE et la BEI pourraient utiliser des fonds européens pour apporter des garanties aux investisseurs privés. Une autre solution serait d'accorder des prêts directs à un niveau inférieur. Dans les deux cas, les investisseurs privés seraient à l'abri des risques.

Il convient cependant de mesurer attentivement les avantages et inconvénients de chaque possibilité, en particulier concernant les outils financiers de la BEI, tels que la création d'une banque d'investissement dans les infrastructures indépendante, la participation sous forme de capitaux propres et le soutien aux fonds d'infrastructures, des mécanismes ciblés pour les obligations servant à financer des projets, une option d'évaluation d'un mécanisme avancé de financement des capacités liées au réseau, des mécanismes de partage des risques et des garanties d'emprunt pour les partenariats public-privé. Les avantages devraient comprendre la facilité d'accès, des coûts de financement faibles et une grande flexibilité dans la durée et les volumes de financement. Un inconvénient pourrait être une « concurrence » faite aux euro-obligations actuellement à l'étude en tant que solution à la crise financière et l'instabilité de l'euro. Toute la question est de savoir si les nouvelles réformes politiques et institutionnelles nécessaires à l'établissement des obligations de financement d'in-

frastructures énergétiques donneront ou non de meilleurs résultats que ceux obtenus avec les instruments que propose déjà la BEI.

4.4. La réforme du budget de l'UE

Les négociations en cours sur le nouveau budget pluriannuel de l'UE pour la période post-2013 vont rencontrer plusieurs difficultés. En effet, si l'UE joue un rôle phare dans la mise en place d'infrastructures énergétiques d'intérêt européen, les réformes budgétaires, la situation économique de plusieurs États membres ainsi que les investissements nécessaires pour les infrastructures limitent les ressources. D'ailleurs, la transformation et le développement du secteur énergétique est certes l'un des domaines politiques clés des années à venir (CE, 2010 f/g) mais son rôle n'a pas été complètement défini.

Les négociations sur le prochain cadre budgétaire pluri-annuel de l'UE (2014-2020) accorderont sûrement plus d'importance aux infrastructures d'énergie durable. Outre le financement des projets RTE-E, le budget de l'UE devrait favoriser la recherche et l'innovation, financer la démonstration de technologies, soutenir le développement de réseaux énergétiques transeuropéens et aider les régions et les pays les plus pauvres à investir dans des systèmes d'énergie propre (CEPS, 2009, p. 32). Actuellement, la principale source de cofinancement des infrastructures énergétiques est le Fonds de cohésion, avec environ 233 millions d'euros par an (SRU, 2011, p. 325). Il faudrait peut-être envisager d'y créer de nouvelles lignes budgétaires pour les infrastructures énergétiques. En outre, la modification des priorités du budget est également en discussion. Ainsi, les priorités stratégiques du Fonds de cohésion ont été étendues au développement durable dans le domaine de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables¹⁹.

19. Règlement (CE) N° 1084/2006 du Conseil du 11 juillet 2006 instituant le Fonds de cohésion et abrogeant le règlement (CE) N° 1164/94. La PAC et la politique de cohésion représentent 80 % du budget, qui est limité à 1,24 % du PNB de l'UE (CEPS, 2009, p. 19).

Pour ce qui est des autres domaines, le CEPS²⁰ propose de considérer la possibilité d'investir dans le développement durable de villes où des Fonds structurels pourraient être convertis en fonds propres, en prêts ou en garanties pour des investissements dans des projets urbains. Cette expérience pourrait au demeurant servir de test pour le marché de l'énergie. En tout cas, la possibilité de transférer l'expérience mériterait d'être étudiée.

Le budget européen ne permettant toujours pas d'emprunter (art. 331 TFUE), une autre solution pourrait consister à financer les grands projets d'infrastructure avec des obligations du secteur privé. Comme nous l'avons vu précédemment (*partie 4.2.*), il s'agit de l'option suggérée par la Commission dans son Mécanisme pour l'interconnexion en Europe. Il convient toutefois d'examiner les avantages de cette approche car elle pourrait donner lieu à des conflits d'objectifs et avoir un effet néfaste sur l'incitation à investir.

20. Il s'agit de l'initiative européenne JESSICA (*Joint European Support for Sustainable Investment in City Areas*), Alliance européenne d'appui aux investissements durables en zone urbaine (CEPS, 2009, p. 35).

Conclusion

Cette étude s'est penchée sur les expériences et les perspectives de l'UE en matière de financement des infrastructures énergétiques transnationales au niveau européen. Nous avons établi un cadre d'analyse de ces investissements, évalué les tentatives passées et nous sommes surtout intéressés aux perspectives d'avenir. De toute évidence, l'Europe a un rôle plus actif à jouer dans ce domaine mais elle doit pour ce faire définir une stratégie concrète. Le Mécanisme pour l'interconnexion en Europe doit notamment être étudié et sa capacité à donner des résultats, inatteignables avec les instruments actuels, être prouvée. Le réseau en mer du Nord est un bon exemple de la nécessité de trouver une approche satisfaisant les intérêts européens et ceux des États membres. Il nécessite une analyse approfondie des questions réglementaires et financières qu'il soulève.

Compte tenu du rôle central des infrastructures dans la lutte contre le changement climatique et dans la réalisation des objectifs de l'UE pour 2020, l'actuel budget européen destiné aux infrastructures énergétiques semble insuffisant. Une augmentation des mécanismes de financement de la BEI serait donc justifiée pour couvrir les investissements dans les projets RTE.

Références

- Adamowitsch, Georg Wilhelm (2010) : *European Coordinator's Third Annual Report – Projects of European Interest*. Internet : http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/tent_e/doc/off_shore_wind/2010_annual_report_en.pdf.
- Arup, Ove (2010) : *Feasibility Study for Europe-Wide CO₂-Infrastructures*. Bruxelles, Study for the European Commission, DG Energy.
- Behrens, Arno and Christian Egenhofer (2008) : *Energy Policy for Europe – Identifying the European Added-Value*, Report of a CEPS Task Force, Bruxelles: Centre for European Policy Studies.
- Brakelmann, Heinrich, Erlich, Istvan (2009) : *Optionen der elektrischen Energieübertragung und des Netzausbau – Technische Möglichkeiten und Kosten transeuropäischer Elektrizitätsnetze als Basis einer 100% erneuerbaren Stromversorgung in Deutschland mit dem Zeithorizont 2050*. Internet : http://www.umweltrat.de/cln_137/DE/Publikationen/Materialien/materialien_node.html. Consulté le 01 mars 2011.
- Cambridge Econometrics (2010) : *The revision of the trans-European energy network policy (TEN-E)*. London, Bruxelles, Final Report to the European

Commission under the Multiple Framework Services Contract for Impact Assessments and Evaluations.

CEPS (2009) : *For a Future Sustainable, Competitive and Greener EU Budget.*

Report of a CEPS Task Force. Bruxelles : Centre for European Policy Studies.

ECF (European Climate Foundation), McKinsey & Company, KEMA, The Energy Futures Lab at Imperial College London, Oxford Economics (2010) :

Roadmap 2050 : A practical guide to prosperous and low-carbon Europe.

Vol. 1: Technical and Economic Analysis. Disponible sur : http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_PressPack.pdf.

Consulté le 18/10/2010.

Egenhofer, Christian, Arno Behrens, and Jorge Nunez-Ferer (2008) : *Does the EU Have Sufficient Resources to Meet its Objectives on Energy and Climate Change?*, Bruxelles, Study for the Policy Department on Budgetary Affairs of the European Parliament, 6 mars [synthèse en français page 17: <http://www.europarl.europa.eu/activities/committees/studies/download.do?language=fr&file=20191#search=%20%CA%9nergie%20climat>)

Egerer, Jonas, Christian von Hirschhausen, and Friedrich Kunz (2011) : The North Sea Grid – Technical and Socioeconomic Analysis with a Focus on Welfare Effects. TU Berlin and TU Dresden, Competence Team Electricity Markets Working Paper ct-em-46.

BEI (2009) : Le financement par la BEI des réseaux transeuropéens. Brochure. Banque européenne d'investissement, Luxembourg.

UE (2006) : Règlement (CE) N° 1084/2006 du Conseil du 11 juillet 2006 instituant le Fonds de cohésion et abrogeant le règlement (CE) N° 1164/94, Bruxelles.

UE (2007) : La politique de cohésion 2007-2013, Commentaires et textes officiels, Guide, janvier 2007.

UE (2010) : EU energy trends to 2030 - Update 2009. Internet : http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2030_update_2009.pdf.

Consulté le 25 février 2011.

Commission européenne (2001) : Directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.

Commission européenne (2008) : Investir dans notre avenir – Le cadre financier de l’Union européenne 2007-2013, Office des publications de l’Union européenne, Luxembourg.

Commission européenne (2009) : La politique de cohésion soutient « l’économie verte » pour une croissance et des emplois durables en Europe. Bruxelles, Communiqué de presse IP/09/369, 9 mars.

Commission européenne (2010a) : Rapport de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions sur la mise en œuvre des réseaux transeuropéens d’énergie au cours de la période 2007-2009, Communication COM(2010)203 final, Bruxelles.

Commission européenne (2010b) : Priorités en matière d’infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà – Schéma directeur pour un réseau énergétique européen intégré. Communication COM(2010) 677/4, Bruxelles.

Commission européenne (2010c) : Impact Assessment: Energy Infrastructure Priorities for 2020 and Beyond – A Blueprint for an Integrated European Energy Network. Commission Staff Working Document, SEC(2010) 1395 final, Bruxelles.

Commission européenne (2010d) : Roadmap for Low Carbon Energy System by 2050. Initial IA screening & planning of further work. Bruxelles.

Commission européenne (2010e) : Énergie 2020 – Stratégie pour une énergie compétitive, durable et sûre, Communication COM(2010) 639 final, Bruxelles.

Commission européenne (2010f) : Le réexamen du budget de l’UE. Communication COM(2010) 700 final, 19 octobre 2010, Bruxelles.

Commission européenne (2010g) : Budget de l’Union européenne pour l’exercice 2010 – Les chiffres du budget. janvier 2010, Bruxelles.

Commission européenne (2011) : Stakeholder Consultation Paper on the Europe 2020 Project Bond Initiative. Bruxelles, 28 février.

EWEA (2009) : TradeWind – Integrating Wind – Developing Europe’s power market for the large-scale integration of wind power. Internet : http://www.trade-wind.eu/fileadmin/documents/publications/Final_Report.pdf. Consulté le 25 février 2011.

Hautecloque, Adrien de, and Vincent Rious (2010) : Regulatory Uncertainty for the Development of Merchant Lines in Europe. EU Energy Policy Blog, 3 décembre 2010. Disponible sur : <http://www.energypolicyblog.com/2010/12/03/>

[regulatory-uncertainty-for-the-development-of-merchant-lines-in-europe/](#).

Consulté le 7 décembre 2010.

Helm, Dieter (2009) : Infrastructure Investment, the Cost of Capital, and Regulation: an Assessment. Oxford Review of Economic Policy, Volume 25, No. 3, pp. 307-326.

Herold, Johannes, Roman Mendelevitch, Pao-Yu Oei, and Andreas Tissen (2010) : CO₂ Highways for Europe - Modeling a Carbon Capture, Transport and Storage Infrastructure for Europe. Berlin, DIW Discussion Paper 1052 (septembre).

Hope, Einar (2011) : Transmission Network Investment and Regulation.

International Energy – A Professional Online Forum; 30 janvier.

Joskow, Paul, and Jean Tirole (2005) : Merchant Transmission Investment, Journal of Industrial Economics 53(2), pp. 233-264 (janvier).

Kapff, Lionel, and Jacques Pelkmans (2010) : Interconnector Investment for a Well-functioning Internal Market – What EU regime of regulatory incentives? Bruges European Economic Research Papers, BEER n° 18 (2010)

Kirschen, Daniel and Strbac, Goran (2004) : Fundamentals of Power System Economics, Wiley; 1 edition (31 mai 2004).

Leuthold, Florian U., Hannes Weigt, and Christian von Hirschhausen (2011): A Large-Scale Spatial Optimization Model of the European Electricity Market. In: Journal of Network and Spatial Economics, doi:10.1007/s11067-010-9148-1.

Notre Europe (2010) : Vers une Communauté européenne de l'énergie : un projet politique, mars 2010.

Neuhoff, Karsten, Rodney Boyd, Thilo Grau, Julian Barquin, Francisco Echavarren, Janusz Bialek, Chris Dent, Christian von Hirschhausen, Benjamin Hobbs, Friedrich Kunz, Hannes Weigt, Christian Nabe, Georgios Papaefthymiou, and Christoph Weber (2011) : Renewable Electric Energy Integration: Quantifying the Value of Design of Markets for International Transmission Capacity. Brussels/Berlin, Deliverable of the “Re-shaping Smart Power Market Project”.

Oettinger, Günther (2010) : Overview of EEPR Project Grant Decisions as of 1 October 2010. Directories General Energy. 5 octobre 2010, Bruxelles.

- Olmos, Luis, and Ignacio Pérez-Arriaga (2009) : A Comprehensive Approach for Computation and Implementation of Efficient Electricity Transmission Network Charges.** Cambridge, MA, MIT CEEPR 09-010.
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU, 2011) : Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung,** janvier 2011.
- Santos, Indhira and Susanne Neheider (2009) : Reframing the EU Budget Decision-Making Process.** Bruegel Working Paper No. 2009/03, Bruxelles.
- Supponen, Matti (2010) : Presentation at the Energidagene 2010 in Oslo,** 14 October 2010; Which role does congestion management play in the Commission's view in the European electricity market? Internet : [http://www.nve.no/Global/Seminar%20og%20foredrag/Energidagene%202010/Sesjon3/20101014%20Norge%20energidagene%202010%20\(MS\).pdf](http://www.nve.no/Global/Seminar%20og%20foredrag/Energidagene%202010/Sesjon3/20101014%20Norge%20energidagene%202010%20(MS).pdf). Consulté le 4 avril 2011.
- Svendsen, Harald G, Warland, Leif, Korpås, Magnus, Huertas-Hernando Daniel and Völker, Jakob (2010) : Report describing the power market model, data requirements and results from analysis of initial grid designs.** Internet : http://www.offshoregrid.eu/images/pdf/offshoregrid_d6.1%20power%20market%20modelling.pdf. Consulté le 25 février 2011.
- The Climate Group (2009) : Smart 2020: Enabling the low carbon economy in the information age.** Bruxelles, on behalf of the Global eSustainability Iniaitive (GeSI).
- Wagenvoort, Rien, Carlo de Nicola, and Andreas Kappeler (2010) : Infrastructure Finance in Europe: Composition, Evolution, and Crisis Impact.** EIB Papers, Vol. 15, No. 1, 16-39.
- Woyte, Achim, de Decker, Jan, van Thong, Vu (2008) : A North Sea Electricity Grid [r]evolution.** 3E and Greenpeace. Internet : <http://www.greenpeace.org/eu-unit/press-centre/reports/A-North-Sea-electricity-grid-%28r%29evolution?mode=send>. Consulté le 25 février 2011.
- WWF-World Wide Fund for Nature (2005) : EU Funding for the Environment: A Handbook for the 2007-2013 Programming Period.** Bruxelles, WWF European Policy Office.
- WWF-World Wide Fund for Nature, and German Federal Ministry of Environment, Nature Conservation, and Nuclear Safety (2007) : How Green is the Future EU Cohesion Policy? A Score-Card Analysis of the Regional Funds Programming 2007-2013.** Bruxelles, WWF-European Policy Office.

Annexe



TABLEAU 6 : PROJETS DU PLAN EUROPÉEN POUR LA RELANCE ÉCONOMIQUE (PEER) DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

PROJET	DESCRIPTION	FINANCEMENT DU PERE
INFRASTRUCTURES (INTERCONNEXIONS GAZIÈRES (INVERSIONS DE FLUX))		
NABUCCO	L'UNION COFINANCE L'ACQUISITION D'ÉLÉMENTS À LONG DÉLAI DE LIVRAISON (CONDUISES ET COMPRESSEURS) POUR LE GAZODUC NABUCCO.	200 000 000,0 €
POSEIDON	L'UNION COFINANCE LES ÉTUDES TECHNIQUES (INGÉNIERIE DÉTAILLÉE) ET LES CONDUITES POUR LE GAZODUC SOUS-MARIN DE 210 KM ENTRE LA GRÈCE ET L'ITALIE.	100 000 000,0 €
BALTIC-POLAND (BALTIQUE-POLONNE)	L'UNION COFINANCE LA CONSTRUCTION DU GAZODUC TERRESTRE RELATIF SWINOUJŚCIE À SZCZECIN ET LA CONSTRUCTION DE LA STATION DE COMPRESSION À GOLENIÓW.	50 000 000,0 €
SI	L'UNION COFINANCE LES OUVRAGES DE CONSTRUCTION SUR LE TRONÇON CERŠAK-KIDRICEVO DU GAZODUC (TRAVESE LA SLOVÉNIE DE LA FRONTIÈRE AUTRICHIENNE À LA FRONTIÈRE CROATE).	40 000 000,0 €

BG-EL	ACHAT DES ÉQUIPEMENTS POUR LE TRONÇON ROGASKA SLATINA – TROJANE ET LE TRONÇON TROJANE-VODICE DU GAZODUC M2/1.	45 000 000,0 €
STORE CZ 02	L'UNION COFINANCE LA CONNEXION DU SITE DE STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ DE TvrDONICE AU SYSTÈME DE TRANSIT AINSI QUE LA DIVERSIFICATION DES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ DISPONIBLES POUR METTRE EN ŒUVRE L'INVERSION DU FLUX EN CAS DE FUTUR STOCKAGE DU GAZ EN PROVENANCE D'UKRAINE.	35 000 000,0 €
HU	L'UNION COFINANCE L'ACHAT DE MATIÈRES PREMIÈRES ET DE STATIONS DE COMPRESSION POUR LA CONSTRUCTION D'UNE INTERCONNEXION ENTRE LES RÉSEAUX GAZIERS HONGROIS ET CROATES.	20 000 000,0 €
RO-BG	L'UNION COFINANCE LA CONSTRUCTION D'UNE INTERCONNEXION ENTRE LES RÉSEAUX GAZIERS BULGARES ET CROATES, Y COMPRIS LA CONSTRUCTION DE DEUX POSTES DE COMPTAGE DU GAZ.	8 929 000,0 €
GALSI	L'UNION COFINANCE L'ACQUISITION ET LA POSE D'UN GAZODUC DE 140 KM SUR LE FOND MARIN	120 000 000,0 €
ES	L'UNION COFINANCE L'ACHAT D'UN GAZODUC DE 251 KM QUI SERA POSÉ ENTRE YELA ET VILLAR DE ARNEDO (Y COMPRIS LA CONSTRUCTION DE LA STATION DE COMPRESSION).	45 000 000,0 €
BE	L'UNION COFINANCE L'ACQUISITION DES CONDUITES ET LES OUVRAGES DE CONSTRUCTION (ENTRE RAEREN (EYNATTEN) ET OPWIJK, SOIT 170 KM AU TOTAL).	35 000 000,0 €
CZ-PL	L'UNION COFINANCE LA PREMIÈRE PHASE DE CONSTRUCTION D'UNE INTERCONNEXION GAZIÈRE À HAUTE PRESSION ENTRE LA POLOGNE ET LA RÉPUBLIQUE TCHÈQUE (C.-À-D. TRANOVICE-CIESZYN-SKOCZÓW).	14 000 000,0 €
PT	L'UNION COFINANCE LA CONSTRUCTION D'UN GAZODUC DE 48 KM ENTRE MANGUALDE ET CELORICO DA BEIRA.	10 700 749,5 €
RO	L'UNION COFINANCE DES OUVRAGES DE CONSTRUCTION SUR TROIS STATIONS DE COMPRESSION SUR LE TERRITOIRE ROUMANIEN. L'INVERSION DU FLUX SERA MISE EN ŒUVRE ENTRE LA ROUMANIE ET LA BULGARIE.	1 560 000,0 €

AT 01	L'UNION COFINANCE L'AMÉLIORATION DE LA PLATEFORME GAZIÈRE DE BAUMGARTEN POUR PERMETTRE LE TRANSPORT DE GAZ DEPUIS D'ALLEMAGNE VERS LES PAYS VOISINS DE L'AUTRICHE, EN PARTICULIER EN CAS DE RUPTURE DE L'APPROVISIONNEMENT À LA FRONTIÈRE ENTRE L'UKRAINE ET LA SLOVAQUIE.	1 854 000,0 €
AT 02	L'UNION COFINANCE L'AMÉLIORATION DE LA PLATEFORME GAZIÈRE DE BAUMGARTEN POUR AUGMENTER LA CAPACITÉ DE TRANSPORT DE GAZ EN PROVENANCE DE SOURCES OCCIDENTALES PAR LE GAZODUC DE TAG.	425 000,0 €
AT 03	L'UNION COFINANCE L'AMÉLIORATION DE LA PLATEFORME D'EXPORTATION D'ÜBERACKERN POUR PERMETTRE L'INVERSION DU FLUX EN PROVENANCE D'ALLEMAGNE (DEPUIS LES GAZODUCS SUDAL ET/OU ABG VERS LES GAZODUCS PENTA OUEST).	1 150 000,0 €
AT 04	L'UNION COFINANCE LES AMÉNAGEMENTS TECHNIQUES SUR LE GAZODUC DE TAG POUR AUGMENTER LA CAPACITÉ DE TRANSPORT DE GAZ VERS LA PLATEFORME GAZIÈRE DE BAUMGARTEN.	3 317 000,0 €
SK 01	L'UNION COFINANCE LA CONSTRUCTION ET LA LIVRAISON DE DEUX CONDUITES D'INTERCONNEXION PARALLÈLES, Y COMPRIS LES ENTITÉS ET ÉQUIPEMENTS TECHNIQUES ASSOCIÉS, POUR RELIER ENTRE ELLES LES DEUX STATIONS DE COLLECTE DU COMPLEXE DE STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ EN PLACE ET RELIER CELLES-CI À LA STATION CENTRALE DE GAJARY-BADEN.	2 936 121,0 €
SK 02	L'UNION COFINANCE LA CONCEPTION, L'ACHAT ET L'INSTALLATION D'ÉQUIPEMENTS TECHNIQUES SPÉCIFIQUES SUR DEUX INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT DE GAZ EN SLOVAQUIE (NŒUD DE PLAVECKY PETER ET STATION DE COMPRESSION D'IVANKA PRI NITRE).	664 500,0 €
CZ 01	L'UNION COFINANCE L'INCREMENTATION DE LA CAPACITÉ DE TRANSPORT DE LA RÉPUBLIQUE TCHÈQUE DE 15 MILLIONS DE MÈTRES CUBE PAR JOUR DANS LE SENS NORD-OUEST/EST, DEPUIS LA FRONTIÈRE AVEC L'ALLEMAGNE JUSQU'À LA FRONTIÈRE AVEC LA SLOVAQUIE.	3 675 000,0 €

CZ 02	L'UNION COFINANCE LA CONNEXION DES INSTALLATIONS DE STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ DE TYRDONICE AU SYSTÈME DE TRANSIT AINSI QUE LA DIVERSIFICATION DES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ DISPONIBLES POUR METTRE EN ŒUVRE L'INVERSION DES FLUX EN CAS DE PÉNURIE DE GAZ EN PROVENANCE D'UKRAINE.	2 300 000,0 €
LV-LT	L'UNION COFINANCE L'AMÉLIORATION DES INFRASTRUCTURES ET DES ÉQUIPEMENTS POUR PERMETTRE LA CIRCULATION DES FLUX DE GAZ DANS LES DEUX SENS ENTRE LA LITUANIE ET LA LETTONIE.	12 940 000,0 €
INFRASTRUCTURES (INTERCONNEXIONS ÉLECTRIQUES)		
ESTLINK 2	L'UNION COFINANCE LA CONSTRUCTION DE LA DEUXIÈME INTERCONNEXION ÉLECTRIQUE ENTRE L'ESTONIE ET LA FINLANDE AINSI QUE LE RENFORCEMENT DU RÉSEAU NÉCESSAIRE EN ESTONIE.	100 000 000,0 €
NORDBALT 01	L'UNION COFINANCE L'INTERCONNEXION DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ DES ÉTATS NORDIQUES ET BALTES PAR UN CÂBLE SOUS-MARIN DE 400 KM (700 MW) ENTRE LA SUÈDE ET LA LITUANIE.	131 000 000,0 €
NORDBALT 02	L'UNION COFINANCE LE RENFORCEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT LETTON ET LA RÉDUCTION DES GOULETS D'ÉTRANGLEMENT AU SEIN DES ÉTATS BALTES.	44 000 000,0 €
DE	L'UNION COFINANCE L'INSTALLATION DE CÂBLES ET LA CONSTRUCTION DE L'INTERCONNEXION ÉLECTRIQUE HALLE/SAALE-SCHWEINFURTH, LONGUE DE 140 KM. L'OBJECTIF EST DE RELIER LE NORD-EST ET LE SUD-OUEST DE L'ALLEMAGNE.	100 000 000,0 €
AT-HU	L'UNION COFINANCE LA NOUVELLE LIGNE AÉRIENNE DE 400 kV ENTRE VIENNE (AT) ET GYÖR (HU). EN AUTRICHE : CONSTRUCTION DE LA NOUVELLE LIGNE ; EN HONGRIE, AMÉNAGEMENT DES SOUS-STATIONS ET PROLONGEMENT DES INSTALLATIONS.	12 989 800,0 €
PT 02	L'UNION COFINANCE LE PROLONGEMENT DE LA LIGNE DE 400 kV ENTRE VAIDIGEM ET VERMOIM, PRÈS DE LA CÔTE ATLANTIQUE, LE RENFORCEMENT DES LIGNES AÉRIENNES DANS LA RÉGION DE DOURO INTERNACIONAL ET LE PROLONGEMENT DE LA LIGNE DE 400 kV POUR DESSERVIR LA RÉGION DE DOURO INTERNACIONAL.	28 873 787,0 €

ES-FR	L'UNION FINANCE LA CONSTRUCTION DE L'INTERCONNEXION ENTRE L'ESPAGNE (SANTA LLOGAIA, PRÈS DE FIGUERAS) ET LA FRANCE (BAIXAS, PRÈS DE PERPIGNAN). ELLE COMPREND LES CÂBLES, LES POSTES DE CONVERSION ET LE TUNNEL.	225 000 000,0 €
IT	L'UNION FINANCE UNE LIGNE SUPPLÉMENTAIRE DE 400 kV ENTRE L'ITALIE CONTINENTALE ET LA SICILE, L'INSTALLATION DE LIGNES AÉRIENNES SUR LE CONTINENT, LE CÂBLE SOUS-MARIN ET L'AMÉNAGEMENT DES SOUS-STATIONS.	110 000 000,0 €
IRL-UK	L'UNION COFINANCE LA PREMIÈRE INTERCONNEXION SOUS-MARINE ENTRE LE PAYS DE GALLES (UK) ET L'IRLANDE : CÂBLE À COURANT CONTINU ET HAUTE TENSION (HVDC) DE 500 MW ET POSTES DE CONVERSION.	110 000 000,0 €
MT-IT	L'UNION COFINANCE LA PREMIÈRE INTERCONNEXION SOUS-MARINE ENTRE L'ITALIE ET MALTE : CÂBLE À COURANT ALTERNATIF À HAUTE TENSION DE 220 kV (CAPACITÉ DE 250 MVA).	20 000 000,0 €
INFRASTRUCTURES (PROJETS CONCERNANT DE PETITES ÎLES)		
CY	L'UNION COFINANCE LES INFRASTRUCTURES NÉCESSAIRES À CHYPRE (RÉSEAU LOCAL DE GAZ NATUREL COMPRENANT TROIS GAZODUCS) POUR SUBVENIR AUX BESOINS FUTURS EN GAZ NATUREL. LE PROJET COMPREND LA CONSTRUCTION DE TROIS GAZODUCS RELIANT LE FUTUR TERMINAL GNL AUX TROIS CENTRALES ÉLECTRIQUES EN PLACE.	10 000 000,0 €
MT	L'UNION COFINANCE L'EXTENSION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION AU CÂBLE SOUS-MARIN.	5 000 000,0 €
FONDS ENGAGÉS (INFRASTRUCTURES)		1 651 314 957,5 €
ÉNERGIE ÉOLIENNE EN MER (EEM)		
COBRA CABLE	INTERCONNEXION DE GRANDE CAPACITÉ ENTRE LES PAYS-BAS ET LE DANEMARK. INVESTISSEMENT DANS DES CONCEPTIONS INNOVANTES PERMETTANT LA CONNEXION DIRECTE DES PARCS ÉOLIENS EN MER ET LE DÉMARRAGE MODULAIRE DU RÉSEAU EN MER DU NORD.	86 540 00,0 €
HVDC HUB	AJOUT D'UNE PLATEFORME INTERMÉDIAIRE EN MER SUR LA LIAISON CCHT PRÉVUE ENTRE LES ÎLES SHETLAND ET L'ÉCOSSE CONTINENTALE POUR RELIER L'ÉNERGIE ÉOLIENNE EN MER ET L'ÉNERGIE MARINE.	74 100 000,0 €

BARD 1	RÉALISATION D'UN SYSTÈME DE FONDATION INNOVANT À TRIPLE PIEU, ET RÉALISATION ET INSTALLATION D'UN SYSTÈME D'ALIMENTATION PAR CÂBLE RELIÉ À UN PARC D'ÉOLIENNES EN MER DE 400 MW.	53 100 000,0 €
NORDSEE OST	INSTALLATION D'UN PARC D'ÉOLIENNES EN MER DE 6 MW CHACUNE (FONDATION MONOPIEU) DANS DES CONDITIONS DIFFICILES, AVEC DES INNOVATIONS EN TERMES DE LOGISTIQUE ET DE PROCÉDURES D'INSTALLATION.	50 000 000,0 €
GLOBAL TECH I	FONDATIONS GRAVITAIRES POUR UN CHAMP D'ÉOLIENNES EN EAUX PROFONDES, FABRICATION EN SÉRIE EFFICACE ET PROCÉDURES D'INSTALLATION RAPIDES.	58 540 893,0 €
BORKUM WEST II	INSTALLATION DE 80 ÉOLIENNES INNOVANTES DE 5 MW CHACUNE (FONDATION EN TRÉPIED).	42 700 000,0 €
THORNTON BANK	OPTIMISATION DE LA LOGISTIQUE POUR AGRANDIR THORNTON BANK, PARC D'ÉOLIENNES EN EAUX PROFONDES À GRANDE DISTANCE DES CÔTES, ET DÉMONSTRATION DE SOUS-STRUCTURES INNOVANTES (FONDATIONS EN TREILLIS) POUR LES PARCS EN EAUX PROFONDES.	10 000 000,0 €
FONDS ENGAGÉS (EEM)		374 980 893,0 €
CAPTAGE ET STOCKAGE DU DIOXYDE DE CARBONE (CSC)		
BELCHATÓW	DÉMONSTRATION DU CYCLE COMPLET DU CSC SUR DES FUMÉES CORRESPONDANT À 250 MW DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE DANS UNE NOUVELLE UNITÉ SUPERCRITIQUE D'UNE GRANDE CENTRALE AU LIGNITE. TROIS AQUIFÈRES SALINS PROCHES DE LA CENTRALE SERONT ÉTUĐÉS POUR LE STOCKAGE.	180 000 000,0 €
COMPOSTILLA	DÉMONSTRATION DU CYCLE COMPLET DU CSC AVEC LES TECHNOLOGIES OXYFUEL ET DE LIT FLUIDISÉ DANS UNE CENTRALE PILOTE DE 30 MW QUI SERA AGRANDIE D'ICI DÉCEMBRE 2015 POUR DEVENIR UNE CENTRALE DE DÉMONSTRATION DE PLUS DE 320 MW. STOCKAGE DANS UN AQUIFÈRE SALIN À PROXIMITÉ.	180 000 000,0 €
HATFIELD	DÉMONSTRATION DU CSC DANS UNE NOUVELLE CENTRALE CCGI DE 900 MW. STOCKAGE DANS UN CHAMP GAZIER EN MER PROCHE DE LA CENTRALE. LE PROJET FAIT PARTIE DE L'INITIATIVE « YORKSHIRE FORWARD » QUI VISE À DÉVELOPPER UNE INFRASTRUCTURE DE TRANSPORT ET DE STOCKAGE DU CO ₂ POUR LA RÉGION.	180 000 000,0 €

JANSCHWALDE	DÉMONSTRATION DES TECHNOLOGIES OXYFUEL ET DE POSTCOMBUSTION DANS UNE CENTRALE ÉLECTRIQUE DÉJÀ EN PLACE. DEUX POSSIBLITÉS DE STOCKAGE ET DE TRANSPORT SONT À L'ÉTUDE.	180 000 000,0 €
PORTO TOLLE	MISE EN ŒUVRE DE TECHNIQUES DE CSC DANS UNE NOUVELLE CENTRALE ÉLECTRIQUE AU CHARBON DE 660 MW. LE CAPTAGE CONSISTERA À TRAITER LES FUMÉES CORRESPONDANT À 250 MW DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE. STOCKAGE DANS UN AQUIFÈRE SALIN EN MER PROCHE DE LA CENTRALE.	100 000 000,0 €
ROTTERDAM	DÉMONSTRATION DU CSC SUR L'ENSEMBLE DU CYCLE DANS UNE INSTALLATION ÉQUIVALENTE À 250 MW UTILISANT LA POSTCOMBUSTION. STOCKAGE DU CO ₂ DANS UN GISEMENT DE GAZ EN MER ÉPUISÉ PROCHE DE LA CENTRALE. LE PROJET FAIT PARTIE DE L'INITIATIVE DE ROTTERDAM POUR LE CLIMAT QUI VISE À DÉVELOPPER UNE INFRASTRUCTURE DE TRANSPORT ET DE STOCKAGE DU CO ₂ POUR LA RÉGION.	180 000 000,0 €
FONDS ENGAGÉS (CSC)		1 000 000 000,0 €
TOTAL DES FONDS PEER ENGAGÉS		3 026 295 850,5 €

SOURCE : OETTINGER, 2010.

Publications de *Notre Europe* sur cette thématique

[La « valeur ajoutée » dans les débats budgétaires : un concept, quatre sens](#) – Eulalia Rubio (Bref, Juin 2011).

[Penser le budget communautaire et les dépenses publiques en Europe : la nécessité d'une approche agrégée](#) – Amélie Barbier-Gauchard (Bref, Juin 2011).

[La dépense en matière de défense en Europe : peut-on faire mieux sans dépense plus ?](#) – Fabio Liberti (Policy Paper, Juin 2011).

[Le nucléaire en Europe : quel avenir ?](#) – Sami Andoura, Pierre Coëffé, Maria Dobrostamat (Bref, Mai 2011).

[Vers une Communauté européenne de l'énergie : un projet politique](#) – Sami Andoura, Leigh Hancher, Marc Van der Woude (Étude, Mars 2010).

[Une Union sans cesse moins carbonée ? Vers une meilleure fiscalité européenne contre le changement climatique](#) – Eloi Laurent, Jacques Le Cacheux (Étude, Décembre 2009).

[Options pour une réforme du financement de l'UE](#) – Philippe Cattoir (Policy Paper, Décembre 2009).

[Clinton, McCain, Obama : Nouvelle donne pour le climat ?](#) – Stephen Boucher (Policy Paper, Avril 2008).

[Le réexamen du budget de l'UE : poser les questions dérangeantes](#) – Eulalia Rubio (Policy Paper, Mars 2008).

[Collective Power: Enhanced Cooperation as the Driver of a Common Tradable Green Certificate Market](#) – Sheldon Welton (Policy Paper, Août 2007).

[Les biocarburants au péril de la sécurité alimentaire européenne ?](#) – Josef Schmidhuber (Policy Paper, Mai 2007).

[Les relations UE-Russie : Moscou pose ses conditions](#) – Laurent Vinatier (Policy Paper, Mars 2006).

[Le système européen d'échange de quotas d'émissions de CO2](#) – Stephen Boucher, University of Columbia Workshop on EU ETS (Étude, Mai 2006).

[Budget européen : le poison du juste retour](#) – Jacques Le Cacheux (Étude, Juin 2005).

Toutes nos publications sont disponibles gratuitement sur le site :

www.notre-europe.eu

Mentions légales

Avec le soutien de la Commission européenne : soutien aux entités actives au niveau européen dans le domaine de la citoyenneté européenne active.



La Commission européenne et Notre Europe ne sont pas responsables de l'usage qui pourrait être fait des informations contenues dans le texte. La reproduction est autorisée moyennant mention de la source.

Notre Europe reçoit également le soutien financier du gouvernement français, de la Compagnia di San Paolo, de la Macif et du Grand Duché du Luxembourg

dépôt légal

© Notre Europe, Novembre 2011

Christian von Hirschhausen

Christian von Hirschhausen est professeur d'économie à l'Université technique de Berlin (TU Berlin) et professeur-chercheur à l'Institut allemand pour la recherche économique (DIW Berlin).

Compétition, Coopération, Solidarité

Financement des infrastructures énergétiques transeuropéennes : passé, présent et perspectives

Les négociations relatives au budget de l'Union européenne après 2013 ne peuvent ignorer les préoccupations actuelles en matière d'austérité. Toutefois, en raison de la taille restreinte de ce budget, il semble évident qu'on ne peut attendre d'importantes économies d'une éventuelle application de l'austérité à l'échelon communautaire.

Pour répondre au défi de l'austérité, il serait au contraire plus judicieux de réaliser des économies au travers d'une meilleure répartition des tâches budgétaires ou en améliorant la coordination des dépenses nationales et communautaires. C'est dans cette optique de recherche de gains d'efficacité que *Notre Europe* poursuit une série de publications baptisée « Comment mieux dépenser ensemble », qui contient des analyses à la fois transversales et sectorielles.

Dans le cadre de ce projet, ce Policy Paper de Christian von Hirschhausen s'intéresse au financement des infrastructures énergétiques transeuropéennes. Après avoir donné un aperçu des besoins en infrastructures à long terme et des instruments actuellement existants pour les financer, l'auteur se penche sur quelques problèmes liés à la planification et au financement des infrastructures énergétiques transfrontalières en s'appuyant sur une étude de cas : le projet de réseau énergétique en mer du Nord. Sur la base de ce cas pratique, il souligne l'importance de trouver une approche réglementaire satisfaisant les intérêts européens et ceux des États membres, ainsi que la nécessité de rationaliser et d'accroître le soutien financier de l'UE aux infrastructures énergétiques durables.

www.notre-europe.eu
e-mail : info@notre-europe.eu