

## Financement des infrastructures énergétiques transeuropéennes : passé, présent et perspectives

Christian von HIRSCHHAUSEN







# Financement des infrastructures énergétiques transeuropéennes : passé, présent et perspectives

Christian von Hirschhausen<sup>1</sup>

---

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 Dresde (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

---

**N**otre 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](http://www.notre-europe.eu).*

## **Présentation du projet : « Comment mieux dépenser ensemble »**

*Eulalia Rubio, Chercheur senior à Notre Europe*

---

Les négociations relatives au cadre financier pluriannuel post-2013 s'inscrivent dans une période où de nombreux États membres déploient de considérables efforts de consolidation budgétaire. Dans ce contexte, il n'est guère surprenant d'entendre des voix s'élever à nouveau avec force pour demander que l'on « applique l'austérité » à l'échelon européen. Et pourtant, compte tenu de sa taille limitée (1 % du PNB de l'UE et 2,5 % des dépenses publiques européennes), on ne peut attendre d'importantes économies d'une réduction des dépenses à l'échelle communautaire. Pour répondre au défi de l'austérité, il serait plus judicieux de se pencher sur les dépenses d'ensemble – soit aux niveaux national et communautaire – et d'explorer d'éventuelles voies afin de réaliser des gains d'efficacité en réorganisant les missions de dépense ou en améliorant la coordination des dépenses nationales et communautaires.

Tel est en tout cas l'objectif de la série de publications que *Notre Europe* lance sous l'intitulé « Comment mieux dépenser ensemble ». Les analyses menées dans ces publications sont originales à plus d'un titre :

- Premièrement, les auteurs des documents ne se contentent pas de regarder ce qui se passe à l'échelle de l'UE, mais prennent en considération les dépenses d'ensemble – soit tant à l'échelle nationale qu'au niveau de l'UE – et étudient d'éventuelles synergies entre les interventions budgétaires communautaires et nationales.
- Ensuite, chaque document se consacre à un domaine politique précis et est rédigé par un expert en la matière.
- Enfin, l'analyse va au-delà de la question du « dépenser plus ou dépenser moins » et aborde la question du « dépenser mieux ». Dès lors, au lieu de se concentrer sur le montant dépensé ou potentiellement économisé, les auteurs se penchent sur la conception appropriée des interventions budgétaires dans un domaine donné et sur les mérites des dépenses publiques par rapport à d'autres types d'interventions publiques.

## **1. L'approche d'ensemble : une réponse judicieuse au défi de l'austérité**

Comme mentionné ci-avant, ces publications se caractérisent notamment par l'adoption d'une approche globale pour explorer d'éventuelles voies d'amélioration de l'efficacité des finances publiques en Europe. Une réflexion d'ensemble permet de dresser un tableau plus large de la situation, de déterminer ce qui est dépensé aux niveaux européen, national et infranational dans un domaine politique précis, et enfin de mieux appréhender la manière dont ces différents niveaux de dépenses interagissent.

Comme l'explique Amélie Barbier-Gauchard dans sa contribution au projet<sup>1</sup>, l'adoption d'une vision globale des finances publiques en Europe offre de nombreux avantages. Dans les débats consacrés au budget communautaire, la question des dépenses communautaires est générale-

1. Amélie Barbier-Gauchard, « [Penser le budget communautaire et les dépenses publiques en Europe – La nécessité d'une approche d'ensemble](#) », *Bref n° 29, Notre Europe*, juin 2011.



ment abordée de manière quasi-exclusive. Par conséquent, il est par exemple fréquent d'entendre critiquer le profil actuel des dépenses communautaires au motif qu'elles ne reflètent pas la hiérarchie des défis et des priorités politiques établies par les autorités de l'Union. Ce type de commentaire fait tout simplement l'impasse sur le fait que les dépenses communautaires ne représentent que 2,5 % de l'ensemble des dépenses publiques en Europe. Comme le fait observer à juste titre Amélie Barbier-Gauchard, la prise de recul permet de poser des jugements plus fondés quant à la hiérarchie des ressources consacrées aux différentes priorités politiques en Europe. Cela permet également de comparer la composition des dépenses publiques en Europe avec ce que l'on observe dans d'autres entités fédérales ou confédérales (comme les États-Unis).

Une approche globale peut également s'avérer particulièrement utile en vue de l'amélioration de l'efficacité des dépenses publiques en Europe. Comme évoqué plus haut, le budget communautaire est très limité – il ne représente que 1 % du PIB de l'UE –, tandis que les dépenses nationales dans l'UE-27 représentent environ 50 % du PIB national. Une réduction du budget communautaire ne peut donc constituer la « panacée » pour redresser les finances publiques nationales. Il semble en revanche plus prometteur de chercher à réaliser des gains d'efficacité en réorganisant les missions de dépense ou en améliorant la coordination des dépenses nationales et communautaires.

La réorganisation des missions de dépense revient en réalité à poser une des éternelles questions qui jalonnent les débats sur le budget communautaire : « Qui doit faire quoi ? ». Si de nombreuses études se sont déjà penchées sur la question, notre exercice se démarque en ce sens où nous nous concentrons sur des domaines politiques particuliers. Donc, au lieu d'identifier les domaines politiques pour lesquels des interventions supranationales semblent souhaitables, nous cherchons à identifier, pour

un domaine politique spécifique (*cf.* §-2), quelles dépenses concrètes seraient mieux effectuées à l'échelle communautaire par rapport à l'échelon national.

En ce qui concerne la coordination, il convient d'observer que la plupart des dépenses communautaires portent sur des domaines de compétence « partagée » avec les États membres, et/ou sont soumises au cofinancement national. Dans ces circonstances, l'amélioration de l'efficacité des dépenses communautaires dépend en grande partie de notre capacité à organiser de manière efficace les interventions de dépenses nationales et communautaires qui se chevauchent.

Enfin, nous pensons qu'il est nécessaire de réfléchir sérieusement à la manière d'améliorer la coordination horizontale entre les actions budgétaires nationales. Comme le souligne Amélie Barbier-Gauchard, il n'est pas rare d'entendre parler de la nécessité d'utiliser le budget communautaire afin de mettre en œuvre la stratégie UE-2020, mais nous ne devons pas oublier que la mise en œuvre de cette stratégie relève pour l'essentiel de la responsabilité nationale. Jusqu'il y a peu, les efforts consentis au niveau national pour réaliser les objectifs UE-2020 étaient coordonnés dans le cadre de ce que l'on appelle la méthode ouverte de coordination, mais il est désormais temps d'intégrer plus explicitement l'élément « dépenses » dans ces efforts de coordination, et notamment l'élément national. Au-delà du cadre UE-2020, la coordination des interventions de dépense au niveau national pourrait également engendrer d'importants gains d'efficacité dans d'autres domaines politiques marqués par d'importantes externalités ou économies d'échelle (c.-à-d. la sécurité et la défense, l'immigration).

## **2. L'approche sectorielle : intégrer l'expertise sectorielle dans les débats sur le budget de l'UE**

Autre élément caractéristique de ce projet, chaque publication est axée sur un domaine politique particulier et est rédigée par un expert dans ce domaine. Ce choix délibéré en faveur d'une approche sectorielle repose sur diverses considérations.

Pour commencer, les débats relatifs aux dépenses communautaires se focalisent trop sur les chiffres et l'argent, et bien trop peu sur le contenu et la forme des politiques financées à l'échelon communautaire. En proposant une analyse de nature sectorielle, notre objectif est de prendre le contrepied de cette logique, de porter une attention plus soutenue au fondement, à l'objectif et à la conception des interventions publiques aux niveaux communautaire et national, et moins aux coûts de ces interventions. En d'autres termes, nous souhaitons aller au-delà de la question du « dépenser plus ou dépenser moins » pour aborder celle du « dépenser mieux ». Si nous avons choisi de mettre en exergue la qualité des dépenses au détriment du montant dépensé, nous n'en sous-estimons pas pour autant l'ampleur du défi de l'austérité auquel nous sommes confrontés. Nous considérons que « mieux dépenser » constitue une réponse communautaire plus durable et plus élaborée à ce défi de l'austérité, par opposition à des réductions généralisées des finances communautaires. Contrairement aux coupes budgétaires, l'amélioration des dépenses publiques offre de meilleurs résultats en termes de croissance, de cohésion, de sécurité, de bien-être... ce qui, au final, réduit les futurs besoins de dépenses et, partant, favorise la viabilité à long terme des finances publiques.

Si nous avons privilégié l'approche sectorielle, c'est aussi parce que nous pensons que l'évaluation du critère du fédéralisme fiscal nécessite une expertise sectorielle. L'identification des effets secondaires des politiques

ou de l'existence d'économies d'échelle est loin d'être un exercice aisé. Il faut se baser sur une bonne connaissance des défis publics et de la nature des interventions publiques dans un domaine précis pour déterminer s'il existe des défis transnationaux nécessitant une intervention supranationale, si les interventions publiques se caractérisent par des rendements d'échelle en hausse, ou encore pour jauger le niveau d'hétérogénéité des préférences politiques entre les différents États membres.

Enfin, si nous sommes d'avis que les experts sectoriels peuvent apporter une vision éclairée intéressante et à même de nourrir utilement le débat sur les dépenses communautaires, nous sommes également conscients des limites de leurs analyses. Les experts en politiques spécifiques ne sont pas nécessairement versés dans les questions de finances publiques. Ils ne connaissent pas forcément les détails du fonctionnement et des résultats des programmes de dépenses communautaires. Notre objectif n'est pas de fournir des propositions précises en vue des prochaines perspectives financières, mais bien d'apporter des pistes de réflexion et des recommandations d'ordre général susceptibles de sortir des sentiers battus généralement empruntés par les experts budgétaires de l'UE.

### **3. L'approche élargie : au-delà du budget communautaire**

Pour terminer, si le projet a pour but de contribuer aux débats actuellement menés sur les perspectives financières post-2013, notre analyse ne se limite pas au seul budget communautaire. Celui-ci est un élément parmi d'autres, dans un vaste spectre d'instruments politiques disponibles à l'échelon communautaire, parmi lesquels se trouvent les interventions politiques et réglementaires mais aussi d'autres types d'intervention financière qui ont lieu en dehors du budget.

L'adoption d'une approche élargie est importante à double titre.

Premièrement, nous pensons qu'il existe une marge d'amélioration de l'efficacité des dépenses nationales par le biais d'interventions communautaires non budgétaires (c.-à-d. en supprimant les obstacles à la concurrence ou en renforçant la coordination des budgets nationaux). En intégrant l'action communautaire non financière à l'analyse, les auteurs ont la possibilité d'explorer d'autres voies pour consolider l'efficacité des dépenses publiques.

Ensuite, contrairement à une idée très répandue, le budget communautaire est loin d'être le seul instrument utilisé pour financer les actions de l'UE. Une proportion non négligeable des dépenses de niveau communautaire se font en dehors du budget de l'Union, soit sous la forme de fonds ou de programmes gérés par des institutions communautaires mais non inclus dans le processus budgétaire européen – comme le Fonds européen de développement qui apporte une aide aux pays ACP, ou le mécanisme d'Athènes qui finance des opérations militaires conjointes – soit sous la forme de programmes instaurés dans le cadre d'accords intergouvernementaux – comme l'OCCAR –, un mécanisme intergouvernemental qui finance des programmes conjoints en matière de recherche militaire et d'armement<sup>2</sup>. À ces différents programmes, il convient également d'ajouter d'autres instruments financiers communautaires, comme les prêts octroyés par la Banque européenne d'investissement (qui équivalaient à 72 milliards d'euros en 2010) ou, plus récemment, le « Fonds Marguerite », un fonds d'action paneuropéen lancé en 2010 afin de financer des investissements à long terme en Europe dans le domaine de l'énergie, des changements climatiques et des infrastructures. Il est essentiel d'avoir un tableau complet de ces divers moyens de regrouper les ressources au niveau européen, puisque chaque type d'instrument peut s'avérer plus approprié dans différents domaines.

---

2. Amélie Barbier Gauchard, Yves Bertoncini, « [Les dépenses européennes et non communautaires : une réalité substantielle et en devenir ?](#) », *La Note de Veille n° 105*, Centre d'analyse stratégique, juillet 2008.



# Table des matières

---

<b>Résumé</b>	<b>p. 1</b>
<b>I. Objectifs énergétiques et besoins en infrastructures de l'UE</b>	<b>p. 5</b>
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 <sub>2</sub>	p. 14
<b>II. Financement passé et actuel des infrastructures énergétiques dans l'UE</b>	<b>p. 17</b>
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
<b>III. Étude de cas : quelques questions relatives au projet de réseau en mer du Nord</b>	<b>p. 27</b>
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

<b>IV. Perspectives : comment assurer le financement des infrastructures énergétiques transnationales en Europe ?</b>	<b>p. 39</b>
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 (Connecting Europe Facility)	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
<b>Conclusion</b>	<b>p. 47</b>
<b>Références</b>	<b>p. 49</b>
<b>Annexe</b>	<b>p. 55</b>
<b>Publications de <i>Notre Europe</i> sur cette thématique</b>	<b>p. 63</b>

## 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 2010-2020 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 pour les RTE-E sur la période 2007-2009	p. 23
Tableau 6 : Projets du Plan européen pour la relance économique (PEER) 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 entre 2010 et 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 2010<sup>1</sup> 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 reconsidérer 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 suivants<sup>2</sup>. 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 renouvelables<sup>3</sup>, le troisième paquet relatif au marché intérieur de l'énergie<sup>4</sup>, la directive CSC<sup>5</sup> ainsi que le règlement sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz<sup>6</sup>.

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 %).

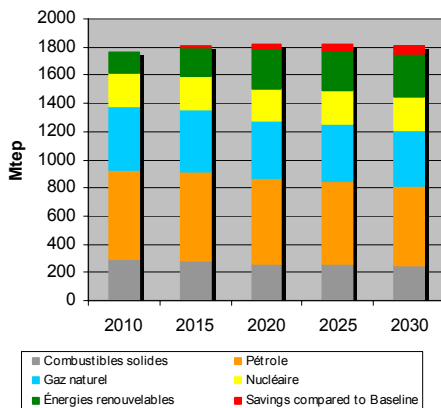
3. Directive relative aux énergies renouvelables (2009/28/EC).

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.

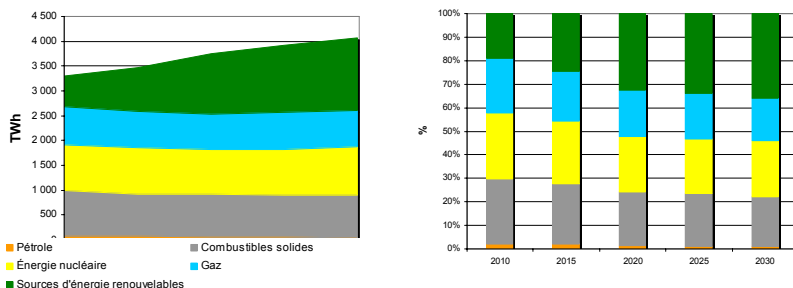
**GRAPHIQUE 1 : CONSOMMATION D'ÉNERGIE PRIMAIRE PAR COMBUSTIBLE (EN Mtep),  
SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE PRIMES**



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.

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

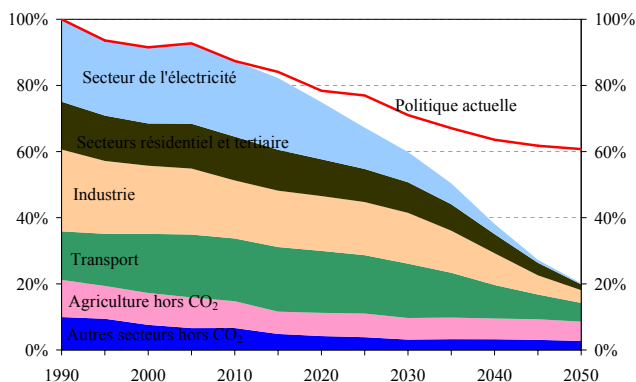
TYPE DE SOURCE D'ÉNERGIE RENOUVELABLE	PRODUCTION EN 2010 (TWh)	PRODUCTION EN 2020 (TWh)	PART EN 2020 (EN %)	VARIATION 2010- 2020 (EN %)
HYDRAULIQUE	342,1	364,7	32 %	7 %
ÉOLIEN	160,2	465,8	40 %	191 %
BIOMASSE	103,1	203	18 %	97 %
SOLAIRE	21	102	9 %	386 %
AUTRES	6,5	16,4	1 %	152 %
TOTAL	632,9	1 151,9	100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

**SOURCE : CE, 2010B, P. 26.**

La Commission européenne a fixé des objectifs encore plus ambitieux dans sa communication de mars 2011<sup>7</sup> 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 globaux<sup>8</sup>, ce qui entraîne un déficit d'investissement d'environ 100 milliards d'euros.

**TABEAU 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 <sub>2</sub>	0	0	2,5
<b>TOTAL</b>	<b>102</b>	<b>153</b>	<b>215,5</b>
<b>TOTAL (EN %)</b>	<b>47 %</b>	<b>71 %</b>	<b>100 %</b>
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-E<sup>9</sup> 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 CO<sub>2</sub>**

Si les technologies de captage, de transport et de stockage du CO<sub>2</sub> (CSC) occupent une place importante dans le paquet Infrastructures énergétiques européennes, leurs conséquences en termes de mise en place d'infrastructures de transport de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> nécessitera un réseau important de conduites pour permettre le captage, le transport et le stockage du CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, que les coûts de transaction liés à l'implantation de l'infrastructure de transport du CO<sub>2</sub> 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.

**TABEAU 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) <sup>10</sup>	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 structurels.

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 modeste<sup>11</sup>.
- 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).

**TABEAU 4 : PRÊTS SIGNÉS PAR LA BEI POUR DES INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES D'INTÉRÊT TRANSEUROPEËN ENTRE 2007 ET 2009 (EN MILLIONS D'EUROS)**

	2007	2008	2009	2007-2009
<b>ÉLECTRICITÉ (MONTANTS)</b>				
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	
<b>GAZ NATUREL (MONTANTS)</b>				
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
<b>MONTANTS TOTAUX</b>				
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)<sup>12</sup>. 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.

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

	2007	2008	2009	2007-2009
<b>BUDGET RTE-E DISPONIBLE</b>	<b>21 200,00</b>	<b>22 260,00</b>	<b>26 045,90</b>	<b>69 505,90</b>
<b>FONDS GLOBAUX ENGAGÉS</b>	<b>21 200,00</b>	<b>22 248,80</b>	<b>26 034,30</b>	<b>69 483,10</b>
<b>FONDS ENGAGÉS INDIVIDUELLEMENT (TOTAL)</b>	<b>21 200,00</b>	<b>22 248,80</b>	<b>26 034,30</b>	<b>69 483,10</b>
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)<sup>13</sup>. 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 CO<sub>2</sub> (CSC) mais pas directement aux infrastructures de CO<sub>2</sub>.

## **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'Instituto 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**

---

**N**ous 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 objectifs<sup>14</sup> 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)<sup>15</sup>. 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.

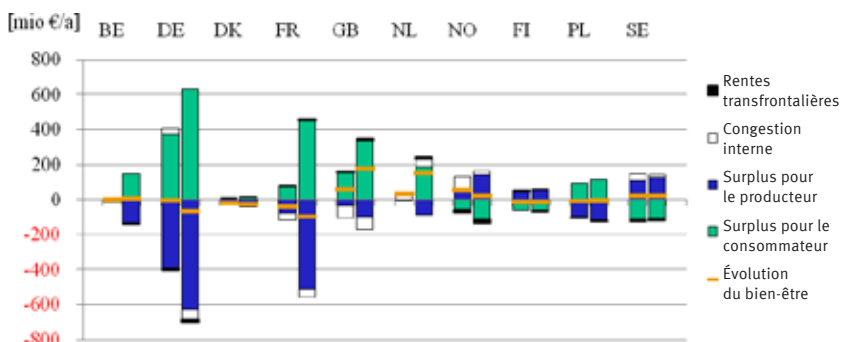
La répartition du surplus de l'offre et de la demande montre l'effet des fluctuations des rentes de congestion dans le réseau en mer du Nord. Les résultats sont caractérisés par une convergence des prix, avec une hausse des tarifs en Scandinavie et une baisse dans les autres régions. D'un côté, la hausse 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 donnée<sup>16</sup>. 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)<sup>17</sup>. 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 nœuds 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 nœuds 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-Arriaga (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 modèrera l'enthousiasme 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'édification 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 présente, 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 gestion 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**

**L**e 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 CO<sub>2</sub> (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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 équilibre régional.

La nécessité d'une approche européenne s'est d'ailleurs manifestée explicitement lors du Conseil européen de février 2011<sup>18</sup>. 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 renouvelables<sup>19</sup>.

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 CEPS<sup>20</sup> 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](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 CO<sub>2</sub>-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 Netzausbaus – 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](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.](http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_PressPack.pdf)

[roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1\\_fullreport\\_PressPack.pdf](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.](http://www.europarl.europa.eu/activities/committees/studies/download.do?language=fr&file=20191#search=%20%C3%A9nergie%20climat)

[do?language=fr&file=20191#search=%20%C3%A9nergie%20climat](http://www.europarl.europa.eu/activities/committees/studies/download.do?language=fr&file=20191#search=%20%C3%A9nergie%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.](http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2030_update_2009.pdf)

[eu/energy/observatory/trends\\_2030/doc/trends\\_to\\_2030\\_update\\_2009.pdf](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](http://www.trade-wind.eu/fileadmin/documents/publications/Final_Report.pdf). Consulté le 25 février 2011.

**Hauteclouque, 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) : CO<sub>2</sub> 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. Directorates 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](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 Initiative (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

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

PROJET	DESCRIPTION	FINANCEMENT DU PERE
<b>INFRASTRUCTURES (INTERCONNECTIONS GAZIÈRES (INVERSIONS DE FLUX))</b>		
NABUCCO	L'UNION COFINANCE L'ACQUISITION D'ÉLÉMENTS À LONG DÉLAI DE LIVRAISON (CONDUITES 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-POLOGNE)	L'UNION COFINANCE LA CONSTRUCTION DU GAZODUC TERRESTRE RELIANT 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 (TRAVERSE 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 ROUMAIN. 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 PLAVECKÝ PETER ET STATION DE COMPRESSION D'IVANKA PRI NITRE).	664 500,0 €
CZ 01	L'UNION COFINANCE L'AUGMENTATION 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 TVRDNICE 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 ÉTUDIÉS 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 <sub>2</sub> POUR LA RÉGION.	180 000 000,0 €

JANSCHWALDE	DÉMONSTRATION DES TECHNOLOGIES OXYFUEL ET DE POSTCOMBUSTION DANS UNE CENTRALE ÉLECTRIQUE DÉJÀ EN PLACE. DEUX POSSIBILITÉS 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 <sub>2</sub> 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 <sub>2</sub> 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](http://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.*



Education and Culture DG

**'Europe for Citizens' Programme**

*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 Macifet 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](http://www.notre-europe.eu)  
e-mail : [info@notre-europe.eu](mailto:info@notre-europe.eu)

## Financing Trans-European Energy Infrastructures – Past, Present and Perspectives

Christian von HIRSCHHAUSEN

Our Europe Unser Europa  
La nostra Europa A nossa Europe  
Nuestra Europa ons Europa η Ευρώπη μας  
Vårt Europa L-Ewropa taghna Noastră Europa  
Vores Europa A mi Európank Naše  
Evropa Nasza Europa Наша Европа Meie Euroopa  
Mūsu Europa Mūsu Eiropa Waša Eurōpa  
Naša Evrópa Meidan Eurooppamme  
Notre Europe







# Financing Trans-European Energy Infrastructures – Past, Present and Perspectives

Christian von Hirschhausen<sup>1</sup>

---

1. Thanks to Christina Beestermöller, Jonas Egerer and Robert Wand for research assistance, the usual disclaimer applies.



### **Christian von HIRSCHHAUSEN**

Christian von Hirschhausen is Professor of Economics at the Berlin Institute of Technology (TU Berlin) and Research Professor at the DIW Berlin (German Institute for Economic Research). He holds a PhD in Industrial Economics from the Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, and was previously Chair of Energy Economics at the Dresden Institute of Technology (TU Dresden). Prof. von Hirschhausen's research focuses on the regulation and financing of infrastructure sectors, mainly energy. He is a regular advisor to industry and public institutions, including the World Bank, the European Commission, the European Investment Bank, and several German Ministries.



## Notre Europe

---



*Notre Europe is an independent think tank devoted to European integration. Under the guidance of Jacques Delors, who created Notre Europe in 1996, it aims to “think a united Europe.”*

*Our ambition is to contribute to the current public debate by producing analyses and pertinent policy proposals that strive for a closer union of the peoples of Europe. We are equally devoted to promoting the active engagement of citizens and civil society in the process of community construction and the creation of a European public space.*

*In this vein, the staff of Notre Europe directs research projects; produces and disseminates analyses in the form of short notes, studies, and articles; and organises public debates and seminars. Its analyses and proposals are concentrated around four themes:*

- *Visions of Europe: The community method, the enlargement and deepening of the EU and the European project as a whole are a work in constant progress. Notre Europe provides in-depth analysis and proposals*

*that help find a path through the multitude of Europe's possible futures.*

- *European Democracy in Action: Democracy is an everyday priority. Notre Europe believes that European integration is a matter for every citizen, actor of civil society and level of authority within the Union. Notre Europe therefore seeks to identify and promote ways of further democratising European governance.*

- *Competition, Cooperation, Solidarity: "Competition that stimulates, co-operation that strengthens, and solidarity that unites". This, in essence, is the European contract as defined by Jacques Delors. True to this approach, Notre Europe explores and promotes innovative solutions in the fields of economic, social and sustainable development policy.*

- *Europe and World Governance: As an original model of governance in an increasingly open world, the European Union has a role to play on the international scene and in matters of world governance. Notre Europe seeks to help define this role.*

*Notre Europe aims for complete freedom of thought and works in the spirit of the public good. It is for this reason that all of Notre Europe's publications are available for free from our website, in both French and English: [www.notre-europe.eu](http://www.notre-europe.eu). Its Presidents have been successively, Jacques Delors (1996-2004), Pascal Lamy (2004-2005), Tommaso Padoa-Schioppa (2005-2010) and António Vitorino (since 2011).*



## **Presentation of the project: “How to spend better together”**

*Eulalia Rubio, Senior Research Fellow at Notre Europe*

---

**T**he negotiations of the post-2013 EU Multi-Annual Financial Framework take place at the moment when many member states are making extraordinary efforts of fiscal consolidation. In these circumstances, it is not surprising that calls for “applying austerity” at the European level resurge with force. And yet, due to its limited size (1% of the EU GNP and 2.5% of European public spending), we cannot expect major savings from cutting spending at the EU-level. A more intelligent response to the austerity challenge is to look at what we spent in aggregate terms – that is, at both national and EU level – and to explore whether we can have efficiency gains by re-organising spending tasks or better coordinating national and EU spending.

This is the purpose of the series of publications that *Notre Europe* launches under the title “How to spend better together”. The analysis undertaken in these publications is original in at least three respects:

- First, the papers do not narrowly focus on what happens at the EU level but take into account what is spent in aggregate terms – that is, at both national and EU level – and explore potential synergies between EU and national budgetary interventions;
- Second, each paper focuses on a particular policy domain and it is written by an expert of this policy domain;
- Finally, the analysis goes beyond the question of “spending more or less” to address the question of “spending better”. Thus, rather than focusing on the amount of euros spent or potentially saved, the authors reflect on the appropriate design of budgetary interventions in a given domain and the merits of public spending vis-a-vis other types of public interventions.

## **1. The aggregate approach: an intelligent response to the austerity challenge**

As said above, one element that characterises these publications is the adoption of an aggregated approach to study ways of improving the efficiency of public finances in Europe. Thinking in aggregate terms means having a broad picture of how much is spent at the EU, national and sub-national levels in a given policy domain, as well as on how these different levels of spending interact with each other.

As explained by Amélie Barbier-Gauchard in her contribution to this project<sup>1</sup>, adopting an aggregated vision of public finances in Europe has multiple advantages. In discussions about the EU budget, it is common to treat EU spending in a quasi-exclusive manner. Thus, it is for instance frequent to criticize the current profile of EU spending on the grounds that it does not adequately reflect the hierarchy of challenges and policy priorities set up by the EU authorities. These types of comments disregard the

---

1. Amélie Barbier-Gauchard, “Thinking the EU budget and public spending in Europe: the need to use an aggregate approach”, *Policy Brief No. 29, Notre Europe*, June 2011.

fact that EU spending represents only 2.5 percent of all public expenditures in Europe. As Amélie Barbier-Gauchard rightly points out, a broader picture allows us to make more well-founded judgements on the hierarchy of resources devoted to different policy priorities in Europe. It also enables us to compare the composition of public spending in Europe with that observed in other confederal or federal entities (such as the USA).

But the aggregate approach can be also very useful to improve the efficiency of public spending in Europe. As said above, the EU budget is very small. It amounts to 1 percent of the EU GDP, while national spending in the EU-27 account in average for 50 percent of national GDP. Reducing the EU budget will thus not be the “panacea” to redress national public finances. A more promising approach is to explore whether we can have efficiency gains by re-organising spending tasks between the EU and the national level or better coordinating national and EU budgetary actions.

Re-organising spending tasks is in fact about asking one of the eternal questions in EU budgetary debates: “who should do what?”. Many studies have addressed this question before. What distinguishes our exercise is that we focus on particular policy areas. Thus, rather than identifying the policy domains in which more supra-national action seems desirable, we try to identify, for one particular policy area (see §-2), which concrete spending tasks would be better carried out at the EU level than at the national level.

As concerning coordination, one should note that most EU spending is carried out in fields of competence “shared” with member states, and/or submitted to national co-financing. In these circumstances, improving the efficiency of EU spending depends very much on our capacity to organise in an efficient manner the overlapping involvement of EU and national spending action.

Finally, we believe there is a need for a serious reflection on ways to improve horizontal coordination between national budgetary actions. As pointed out by Amélie Barbier-Gauchard, we frequently hear about the need to use the EU budget to implement the EU2020 strategy, but we should not forget that implementing this strategy is mostly a national responsibility. Until recently, national efforts to achieve the EU2020 goals have been coordinated through the so-called Open Method of Co-ordination, but it is time to incorporate more explicitly the spending element in these efforts of coordination, including the national one. Beyond the framework of EU2020, coordination of national spending actions might also provide important efficiency gains in other policy fields characterised by large cross-country externalities or economies of scale (i.e. security and defence, immigration).

## **2. The sectoral approach: bringing sectoral expertise into EU budget debates**

Another characteristic of this project is the fact that each publication focuses on a specific policy area and is written by an expert on this policy area. Our choice for a sectoral approach is based on various considerations.

First of all, EU spending debates are too much focused on numbers and money and very few on the content and design of the policies financed at the EU level. By offering a sector-based analysis, we aim to reverse this logic, that is, to put more emphasis on the rationale, goal and design of public interventions at both the EU and national level, and less on how much do they cost. In other words, we want to move beyond the question of “spending more or less” to address the question of “how to spend better”. Notice that, by emphasizing the quality of spending over the amount of spending, we do not under-estimate the magnitude of the austerity challenge to which we are confronted. We see “better spending” as a more sustainable and sophisticated EU response to the “austerity challenge”

than generalized cuts in EU finances. Unlike cuts, better public spending translates into better results in terms of growth, cohesion, security, welfare... which eventually turns into less spending needs in the future and, therefore, more sustainable public finances.

Another reason why we privilege the sectoral approach is that we believe the assessment of the fiscal federalism criteria needs sectoral expertise. Identifying spillovers from policies or the existence of economies of scale is not easy. A good knowledge of the public challenges and the nature of public interventions in a given domain is required in order to assess whether there are cross-national challenges requiring action at the supra-national level, whether public interventions are characterized by increasing returns to scale or what is the degree of heterogeneity in policy preferences among member states.

Finally, while we think sectoral experts provide an interesting insight to debates on EU spending, we are also aware of the limits of their analysis. Policy experts are not necessarily versed in issues of public finance. They may not know in detail the functioning and outcomes of EU spending programmes. Our goal hence is not to finish with precise propositions for the forthcoming EU financial perspectives, but rather to provide some reflections and general recommendations which can differ from those that circulate among EU budgetary experts.

### **3. The enlarged approach: looking beyond the EU budget**

Lastly, while the project aims to contribute to current debates on the post-2013 EU financial perspectives, the analysis is not confined to the EU budget. The latter is treated as one amongst a broad spectrum of policy instruments available at the EU level, including political and regulatory interventions but also other types of EU financial interventions taking place out of the budget.

Adopting an enlarged approach is important for two reasons.

First, we believe that there is a scope to improve the efficiency of national spending through EU non-budgetary interventions (i.e. by removing barriers to competition or by strengthening the coordination of national budgets). By including non-financial EU action into the analysis, the authors can reflect on these other ways of improving the efficiency of public spending.

Second, contrary to what many people think, the EU budget is far from being the only tool used to finance EU actions. A non-negligible part of EU-level spending takes place out of the EU budget, be in form of funds or programmes managed by EU institutions but not included into the EU budgetary process – such as the European Development Fund, providing assistance for the so-called ACP countries, or the Athena mechanism, financing joint military operations – or in form of programmes created by intergovernmental agreements – such as the OCCAR, an intergovernmental mechanism financing joint programmes on military research and equipment<sup>2</sup>. To these various programmes and funds, one should add the use of other EU financial instruments, such as the loans provided by the European Investment Bank (which amounted to €72 billion in 2010) or the more recent “Marguerite Fund”, a pan-European equity fund launched in 2010 to finance long-term energy, climate change and infrastructure investments in Europe. To have a complete picture of these various ways of “pooling resources” at the European level is important, as each type of instrument might be more appropriate in different domains.

---

2. Amélie Barbier-Gauchard, Yves Bertoncini, “[Les dépenses européennes et non communautaires : une réalité substantielle et en devenir ?](#)”, *Note de veille n° 105, Centre d'analyse stratégique*, juillet 2008.

# Table of contents

<b>Executive Summary</b>	<b>p. 1</b>
<b>I. EU Energy Targets and Infrastructure Requirements</b>	<b>p. 5</b>
1.1. EU Energy Scenarios for 2030 and 2050	p.5
1.2. Overview of Energy Infrastructure Requirements	p.9
1.3. Electricity Infrastructure Requirements	p.10
1.4. Natural Gas Infrastructure Requirements	p. 12
1.5. CO <sub>2</sub> -Pipelines Infrastructure Requirements	p. 14
<b>II. Past and Present Energy Infrastructure Financing in the EU</b>	<b>p. 15</b>
2.1. Overview	p. 15
2.2. The European Investment Bank (EIB)	p. 17
2.3. The TEN-Energy-Program	p. 20
2.4. The European Economic Recovery Plan (EERP)	p. 21
2.5. European Fund for Energy, Climate Change and Infrastructure (Marguerite Fund)	p. 22
2.6. Other instruments	p. 23
<b>III. Case Study: Selected Issues in the North Sea Grid Project</b>	<b>p. 25</b>
3.1. The North Sea Grid: A Number 1 Priority for European Infrastructure	p. 25
3.2. Issues of Planning and Network Design	p. 27
3.3. Overall Welfare Gains Contrast with Winners and Losers	p. 29
3.4. Limited Potential for Merchant Transmission Investment	p. 30
3.5. Conclusion of the Case Study	p. 32

<b>IV. Looking forward: How to ensure the Financing of Trans-National Energy Infrastructures in Europe?</b>	<b>p. 35</b>
4.1. The Need for a European Approach	p. 35
4.2. Financing TEN-E projects: the “Connecting Europe Facility”	p. 38
4.3. The EIB and Energy Infrastructure Bonds	p. 39
4.4. The reform of the EU Budget	p. 40
<b>Conclusion</b>	<b>p. 43</b>
<b>References</b>	<b>p. 45</b>
<b>Annex</b>	<b>p. 51</b>
<b>Related publications by <i>Notre Europe</i></b>	<b>p. 57</b>

## List of Tables

Table 1: Projected evolution of renewable electricity generation (TWh), 2010-2020	p. 8
Table 2: Business-as-usual, commercially viable and total needed investment by sector 2010-2020	p. 10
Table 3: Total amount of public expenditure in the field of energy (national and EU level), 2009	p. 16
Table 4: EIB Signed Loans for Energy Infrastructure of Trans-European Interest in the Period 2007-2009 (million €)	p. 19
Table 5: TEN-E Commitments in the Period 2007-2009 (in thousand €)	p. 21
Table 6: EEPR-Projects in the Electricity Sector	p. 51

## List of Figures

Figure 1: Primary energy consumption by fuel (Mtoe), PRIMES Reference scenario	p. 7
Figure 2: Gross power generation mix 2010-2030 by source in TWh (left) and corresponding shares of sources in % (right), according to the PRIMES Reference scenario	p. 7
Figure 3: Decarbonisation strategy for Europe at the horizon 2050	p. 9
Figure 4: Trade scenario (left) and meshed scenario (right)	p. 28
Figure 5: Redistribution of Rents with Trade Scenario (left) and Meshed Scenario (right)	p. 30



## Executive Summary

---

- **The energy sector plays a key role for the sustainable development of the EU economy.**

It is both a critical sector for the recovery and growth of industry in the EU, and also a major player in the decarbonisation strategy of the EU at the horizon 2020 and 2050.

The special role of the energy sector has been highlighted recently by the Communication on the European energy strategy towards 2020 (EC, 2010b), which was picked up and developed by a Communication on energy and climate policy towards 2050 (EC, 2010d). In this context, the so-called Energy Infrastructure Package (EIP) (i.e. the Commission's Communication "Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond" of November 2010<sup>1</sup>) is the centerpiece of an infrastructure strategy to support the transforma-

---

1. COM (2010) 677/4.

tion of the energy system. However, important questions remain open, such as cross-border regulation and financing the future European energy infrastructures.

- **The transformation of the European energy system towards a low-carbon industry requires substantial investment and financing.**

On the one hand, the increasing geographical distances between electricity generation and consumption in a renewable-based electricity system require substantial network investment. On the other hand, the fluctuating generation patterns will also require new approaches for network stabilisation and the integration of new infrastructures, in particular control technologies, storage capacities for electricity, and a secure and reliable gas supply as a backup fuel.

Particularly, from a technical perspective, the integration of HVDC (High-Voltage Direct Current) technologies as so-called “overlay-networks” to the existing HVAC (High-Voltage Alternating Current) system will be necessary. Moreover, regulatory approaches will have major implications for financing these trans-national infrastructure projects.

- **Experience with current instruments for financing trans-European projects is mixed.**

The implementation of the Trans-European Networks for Energy (TEN-E) projects over the last 15 years remains insufficient given the EU goals for the year 2020. The staggered prioritisation of projects as (1) projects of European interest, (2) priority projects, and (3) projects of common interest has shown that there is a need to narrow the focus of TEN-E from the approximately 550 TEN-E projects to a reduced number of strategic priority projects.

Thus, new organisational models, a revision of the role of national and European regulators and adjusted regulatory and financing instrument designs are required.

- **According to the Energy Infrastructure Package (EIP), around one trillion euros must be invested in the European energy system until 2020** (EC, 2010b, p. 9).

Half of the amount is required for energy network investments (both transmission and distribution networks). Out of the €200 bn. required investment for transmission networks, only half of the capital will be provided by markets. This leaves a financial gap of approximately €100 bn. and poses a question on the EU role in financing European energy infrastructure.

This question is not only crucial as a supplement to the existing national regulations, but also asks for a development of the existing EU budgetary instruments, which have been rather ineffective in the provision and financing of trans-national energy infrastructures to meet the EU's 2020 targets (both in the mid-term and in its long-term implications set by the EIP).

Thus, the EU and the Member States should adopt a more proactive role in infrastructure planning and financing to internalise the effects and make infrastructure cheaper.

- **This paper provides a survey of issues on the future financing of the energy sector, with a focus on infrastructure developments.**

It first provides an **overview of the long-term forecasts on energy supply and demand** in Europe and different scenarios on the way towards a 80% CO<sub>2</sub> reduction by 2050. We then focus on the **infrastructure needs** that are identified as an “enabler” of a sustainable development: our focus is on electricity, natural gas, and CO<sub>2</sub> transportation infrastructures that are

expected to become the backbone of a future single integrated European energy market. In discussing the infrastructure needs identified by various actors, we also highlight **potential discrepancies** between the social welfare effects at the European and cross-border level, and the national effects: these differences may suggest a more important role to be played by European institutions.

We then describe in section II the various instruments that exist at the EU level to **finance trans-national energy infrastructures**.

A **case study** in section III highlights different aspects related with future financing of trans-European energy infrastructures: we compare different network designs for the North Sea Offshore Electricity Grid, and their different financial and distributional consequences.

On the basis of this analysis, section IV addresses the question of the **appropriate financial instruments to support infrastructure investments**, both at the national level and at the European level, where such instruments are not yet sufficiently developed. We discuss advantages and potential obstacles to pooling financial resources at the EU level, and different possible institutional settings.

## I. EU Energy Targets and Infrastructure Requirements

---

### 1.1. EU Energy Scenarios for 2030 and 2050

**U**nder article 194 TFEU, the European Union has the explicit tasks of a) ensuring the functioning of the energy market; b) ensuring security of supply in the Union; c) promoting energy efficiency and energy saving and the development of new and renewable forms of energy; and d) promoting the interconnection of energy networks.

At present, the European energy policy is based upon the three pillars of sustainability, competitiveness, and security of supply, as agreed by the European Council in March 2007 and subsequently.<sup>2</sup> Binding targets have been set for 2020 concerning the level of greenhouse gas emissions (-20%, eventually -30%) and the percentage of energy coming from renewable

---

2. COM (2007) 1 endorsed by the Council on 15 February 2007 (C/07/24).

sources (20% of final energy consumption), and a non-binding target has been set for energy efficiency (-20% reduction in energy consumption, compared to the business as usual). The energy and climate “package” now includes the renewable energies directive<sup>3</sup>, the third internal energy market package<sup>4</sup>, the CCS-directive<sup>5</sup>, as well as the regulation on the security of gas supply.<sup>6</sup>

Figure 1 shows the latest update of the Commission’s energy forecasts for 2030 (“Energy Trends for 2030 – update 2009” based on a modeling framework set out by the European Commission called “PRIMES”). We present the “reference scenario”, which is based on the legally binding targets in terms of greenhouse gas emission reduction and renewable share in final energy consumption (20% each). Curiously, for the period between 2020 and 2030, the model assumes no additional policy measures. Energy consumption is expected to remain almost constant over the next two decades, at about 1800 Mtoe (million tons of oil equivalents). Under this scenario, renewable energies would expand their share to 20% in 2020, and slightly beyond thereafter, whereas natural gas, oil, and solid fuels would slightly reduce. The contribution of nuclear energy would remain stable (about 14%).

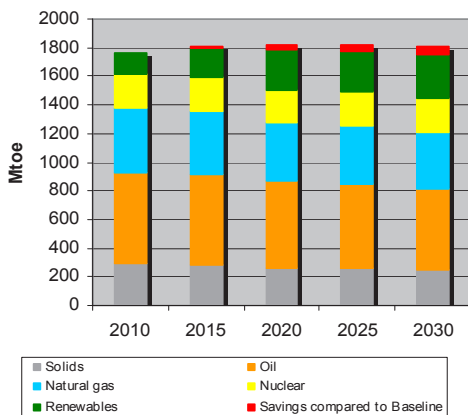
3. Renewable Energy Directive (2009/28/EC).

4. Regulation (EC) no. 713/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 establishing an Agency for the Cooperation of Energy Regulators; Regulation (EC) no. 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003; Regulation (EC) no. 715/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks and repealing Regulation (EC) No 1775/2005; Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC; Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC.

5. Directive 2009/31/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directive 85/337/EEC, European Parliament and Council Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC, 2008/1/EC and Regulation (EC) No 1013/2006.

6. Regulation (EU) no. 994/2010 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC.

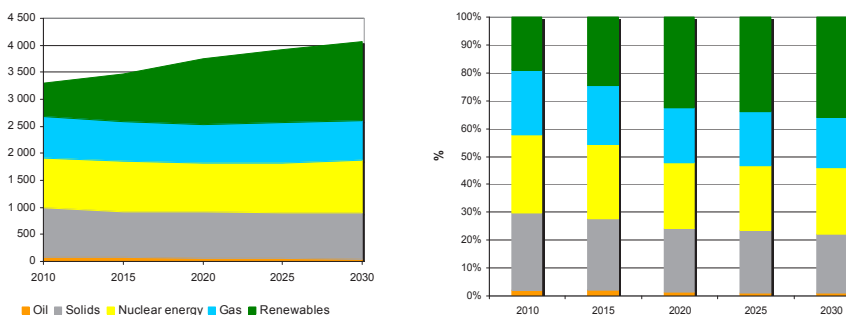
**FIGURE 1: PRIMARY ENERGY CONSUMPTION BY FUEL (MTOE), PRIMES REFERENCE SCENARIO**



SOURCE: EC, 2010B, P. 21.

Electricity demand is expected to increase slightly under the reference scenario, from currently 3,362 TWh to 4,073 TWh in 2030 (a growth of about 20% over 20 years). While traditional electricity sources (solids, natural gas, and nuclear energy) would slightly reduce, the share of renewables in gross electricity generation is expected to be about 33% in 2020, and almost 40% in 2030 (see Figure 2).

**FIGURE 2: GROSS POWER GENERATION MIX 2010-2030 BY SOURCE IN TWH (LEFT) AND CORRESPONDING SHARES OF SOURCES IN % (RIGHT), ACCORDING TO THE PRIMES REFERENCE SCENARIO**



SOURCE: EC, 2010B, P. 23.

Intermittent renewable sources of energy-wind and solar are expected to represent 16% (20%) of electricity generation in 2020 (2030). Table 1 shows the expected contribution of renewables to electricity generation by 2020: 1,152 TWh, i.e. an 82% growth over 2010. Most of the expansion of wind energy is expected to take place in Germany, the UK, Spain, France, Italy, and the Netherlands, with solar expansion mainly taking place in Germany and Spain.

**TABLE 1: PROJECTED EVOLUTION OF RENEWABLE ELECTRICITY GENERATION (TWh), 2010-2020**

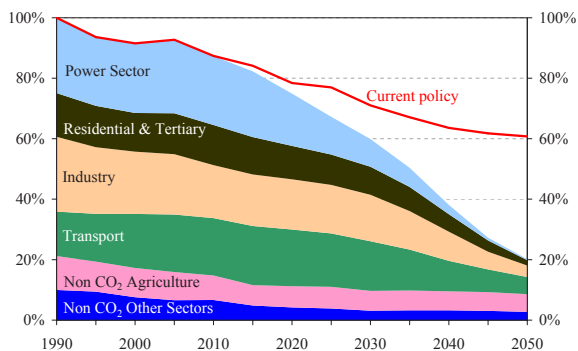
RESSOURCE TYPE	GENERATION 2010 (TWh)	GENERATION 2020 (TWh)	SHARE 2020 (%)	VARIATION 2010-2020 (%)
HYDRO	342.1	364.7	32%	7%
WIND	160.2	465.8	40%	191%
BIOMASS	103.1	203	18%	97%
SOLAR	21	102	9%	386%
OTHER	6.5	16.4	1%	152%
TOTAL	632.9	1151.9	100%	82%

**SOURCE: EC, 2010b, p. 23.**

Still more ambitious targets are set out by the European Commission in its Communication “A Roadmap to 2050” of March 2011<sup>7</sup> which forecasts an almost total decarbonisation of the power sector by 2050. The only sectors that will be still allowed to emit greenhouse gases are industry, transport, and agriculture (Figure 3). Thus, infrastructure developments in Europe should adopt a 2050 perspective, with the existing targets for 2030 to be considered as an intermediate step.

7. COM(2011) 112 final, of 8 March 2011.



**FIGURE 3: DECARBONISATION STRATEGY FOR EUROPE AT THE HORIZON 2050**

SOURCE: COMMISSION'COMMUNICATION "A ROADMAP TO 2050" (COM(2011) 112 FINAL).

## 1.2. Overview of Energy Infrastructure Requirements

Various attempts have been undertaken to “translate” the forecasts on energy supply and demand into future energy infrastructure requirements. In general, these figures tend to overestimate the real infrastructure needs, because they tend to ignore demand-side reactions, inertia within the system, and other forms of adaption. Yet, the estimates provide a rough guideline of the order of magnitude of infrastructure investments to be required.

Table 2 summarises the needed infrastructure investments by sector for 2010 to 2020. If one takes the longer-term climate objectives seriously (80-95% reduction of greenhouse gas emissions), then even higher infrastructure investments may be required.

Note that in Table 2 not all of the “needs” are considered as “commercially viable” – i.e. investments for which the “cost-benefit analysis” results lead the concerned Transmission System Operators (TSOs) to submit the investment project for approval to the regulator (EU, 2010b, p. 33), or

which are unable to secure commercial financing. Only €153 bn. of the total investment needs of €215.5 bn. are commercially viable (62.5%). In addition, due to obstacles in the implementation of this infrastructure, only a share of the infrastructure will indeed be delivered, which is referred to as “business-as-usual-delivery”: this represents €102 bn. for the period 2010-2020, i.e. only 47% of total infrastructure needs.<sup>8</sup> This would leave a financing gap of about €100 bn.

**TABLE 2: BUSINESS-AS-USUAL, COMMERCIALY VIABLE AND TOTAL NEEDED INVESTMENT BY SECTOR 2010-2020**

SECTOR (INVESTMENT 2010-2020, BN €)	BUSINESS-AS-USUAL DELIVERY	COMMERCIALY VIABLE DELIVERY	TOTAL NEED
ELECTRICITY	45	90	142
GAS	57	63	71
CO <sub>2</sub> TRANSPORT	0	0	2.5
TOTAL	102	153	215.5
TOTAL (IN %)	47%	71%	100%
INVESTMENT GAP (IN BN €)	113.5	62.5	0

SOURCE: EC, 2010c, P. 34.

### 1.3. Electricity Infrastructure Requirements

Within the electricity sector, the largest infrastructure requirements relate to on-and-offshore electricity transmission infrastructure. The 10 year Network Development Plan (TYNDP) published by the ENTSO-E<sup>9</sup> stipulates about €70 bn. for transmission infrastructure, of which €28 bn. are assumed to be devoted to cross-border interconnections. Almost all of

8. This amount takes into account experiences with previously started projects that were not completed, not because of their commercial infeasibility, but other factors, often non-monetary.

9. The European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) is an association of Europe's transmission system operators (TSOs) for electricity.

these cross-border interconnections are considered commercially viable (EC, 2010c, p. 34). The connection of 40 GW of offshore wind generation capacity implies the need of €32 bn. for offshore grid infrastructure. Most of this is not considered to be commercially viable, due to high uncertainty, but also due to multiple beneficiaries that complicate the allocation of benefits. In particular, investments in interconnection capacity are highly risky and complex (Kapff and Pelkmans, 2010, p. 11). Last but not least, about €40 bn. are earmarked for investments into “smart” grid infrastructure, both at the distribution and the transmission level, half of which are considered to be commercially viable.

With respect to the geographical scope, there is a clear focus within the Energy Infrastructure Package: Up to 12% of renewable energy generation in 2020 is expected to come from offshore generation capacities in the Northern seas. The offshore grid in the Northern seas and the electricity network in Northern as well as Central Europe are priority corridors for electricity network development. Further priorities for the electricity grid comprise the interconnections for South Western, Central Eastern and South Eastern Europe as well as the completion of the Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP). Moreover, ground-mounted solar and wind parks in Southern Europe as well as biomass installations in Central and Eastern Europe will deliver considerable electric energy.

These long-term projects reach beyond the TYNDP and, thus, have become part of the European Commission’s priority corridors, which comprise:

1. Offshore grid in the Northern Seas and connection to Northern as well as Central Europe;
2. Interconnections in South Western Europe;
3. Connections in Central Eastern and South Eastern Europe;
4. The Completion of the Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP).

Whereas the former two priority corridors focus on the integration of renewable generation capacities, the latter may be justified by market integration and issues of security of supply. Concrete projects should be inferred from these priorities with the use of transparent and agreed criteria, forming a rolling program of priority projects as an input to the TYNDP every two years. In particular the projects should be evaluated according to their contribution to security of supply, increase of market integration and competition, energy efficiency, improved electricity use, and its capacity to connect renewable generation and major consumption/storage centres. The projects will be given a ‘Project of European Interest’ label which qualifies them to receive European financing (EC, 2010b, p. 13).

## **1.4. Natural Gas Infrastructure Requirements**

Natural gas infrastructure also plays a major role in the fuel mix of the future. In effect, natural gas may become more important in the coming years as a backup fuel for increasingly variable electricity generation. Moreover, the EU’s emphasis on source diversification as well as the reduction of intra-European congestions will require substantial infrastructure investments. Based on the regulation on security of gas supply (EC No. 994/2010), bi-directional and interconnected natural gas pipelines will be the key with a regional focus on Eastern Europe. Diversification of imports is one of the key issues, also resulting from additional storage and flexible supply capacities, such as liquefied natural gas (LNG) or compressed natural gas (CNG).

Priority corridors for (natural) gas infrastructures have been identified by the Commission for the implementation of the goal to “[...] allow gas from any source to be bought and sold anywhere in the EU, regardless of national boundaries” (EC, 2010b, p. 11). Moreover, the Commission suggests that every European region should have the infrastructure to allow access to

at least different (natural) gas resources. These strategic priority corridors are:

1. A Southern Corridor for the further diversification of sources and to bring gas from the Caspian Basin, Central Asia, and the Middle East to the EU;
2. Linking the Baltic, Black, Adriatic, and Aegean Seas, particularly through the implementation of the BEMIP and the North-South Corridor in Central Eastern and South-East Europe;
3. A North-South Corridor in Western Europe for the removal of internal bottlenecks to increase short-term deliverability and optimise the existing infrastructure, in particular existing LNG plants and storage capacities.

As in the electricity sector, concrete projects will be inferred from these priorities. The projects will receive the status of a ‘Project of European Interest’ if they contribute to the diversification of (natural) gas sources, routes, and counterparts, and an increase of market integration and reduction of market concentration (EC, 2010b, p. 13).

A larger share of natural gas infrastructure is commercially viable. All of the €28 bn. for import pipelines should be commercially viable under current market and regulatory conditions. Likewise, the €21 bn. for intra-EU inter-connectors are assumed to be commercially viable. Of the €21 bn. of storage investment, about two thirds are also expected to be commercially viable. Hence, the delivery rate for natural gas infrastructure is higher than for electricity transmission: €57 bn. out of the total needs of €71 bn. i.e. almost 80%, are expected to be delivered.

## 1.5. CO<sub>2</sub>-Pipelines Infrastructure Requirements

Even though CO<sub>2</sub>-capture, -transportation, and -storage (CCTS) features prominently in the Energy Infrastructure Package, the consequences in terms of a pipeline infrastructure roll-out are not clearly defined. In line with the PRIMES forecasts, a European-wide roll-out of this technology is expected by 2020, following a large number of pilot projects to be deployed in the coming decade. Under this scenario, the distribution of the storage potential for CO<sub>2</sub> would require a substantial network of CO<sub>2</sub>-pipelines to capture, transport and store emissions from electricity generation (see EC, 2010b, and Arup, 2010). Assuming the commercial availability of CCTS technologies, the long-term financing instruments for a trans-national CO<sub>2</sub>-pipeline system would require a substantial role of European financing, both for further research as well as for commercial roll-out of the technology after 2020.

In an alternative approach, Herold et al. (2010) have sketched out scenarios of CO<sub>2</sub>-pipeline developments under different CO<sub>2</sub>-prices and availability of on- vs. offshore storage sites. Both approaches derive similar conclusions: in the short- to medium-term, CO<sub>2</sub>-infrastructure investment needs are modest. The European Infrastructure Priorities (EC, 2010b, p. 44) assesses them at about €2.5 bn., which is low compared to the other two sectors (electricity, natural gas). It should be noted, though, that the highest costs of the value-added claim (about 80%) occur in the CO<sub>2</sub>-separation, that the transaction costs of siting the CO<sub>2</sub>-pipeline infrastructure were not counted, and that storage, too, has high costs.

## II. Past and Present Energy Infrastructure Financing in the EU

---

### 2.1. Overview

Currently, there are several sources of funding at the European level for financing energy network investments. These cover private and public funding as well as co-financing schemes and comprise (EC, 2010b): The EU and national budgets, the TSO's own resources (equity of 20-100% of the total investment required, depending on the investment scale), private equity, and bank loans (from the European Investment Bank, the European Bank for Recovery and Development or from private commercial banks).

At present, there is no specifically designed model of European infrastructure financing. The traditional instrument is TSO's own equity financing (as a public or a private company), complemented by loans from commercial banks and international financial institutions (mainly the European Investment Bank (EIB)). In principle, all domestic transmission (and dis-

tribution) infrastructure is subject to national regulation, and, thus, shielded from commercial risks. The situation is different for larger cross-border interconnectors (electricity) or multiple-country cross-continental pipeline projects (such as Nabucco), which involve more specific political, economic, and regulatory risks. The latter are sometimes financed on a project basis, with special purpose companies specifically set up. Common financing rules within Europe, namely proper cost and benefit allocation are necessary as no country has an incentive to finance interconnector capacity on its own (Notre Europe, 2010, p. 79). “Merchant” investments of electricity interconnectors, that have somewhat spread in the U.S., are still quite rare in the European context, but they exist in the North Sea, such as the NorNed Cable, for example (*see case study below*).

Table 3 provides an aggregated picture of the total amount of public expenditure in the field of energy in Europe (both at national and EU level). As shown in the table, in 2009 the EU spent €900 million in energy-related projects. This quantity represented 4% of the total amount of public energy-related spending in Europe that year.

**TABLE 3: TOTAL AMOUNT OF PUBLIC EXPENDITURE IN THE FIELD OF ENERGY (NATIONAL AND EU LEVEL), 2009**

	TOTAL (IN MILLIONS €)	AS PERCENTAGE OF TOTAL ENERGY-RELATED SPENDING IN EUROPE	AS PERCENTAGE OF TOTAL PUBLIC SPENDING THAT YEAR IN EACH LEVEL OF INTERVENTION
MEMBER STATES	7,210	96	0.12
EU (EU BUDGET) <sup>10</sup>	300.2	4	0.26
TOTAL	7,510.2	100	...

**SOURCE: FOR THE EU: EUROPEAN UNION GENERAL BUDGET FOR THE FINANCIAL YEAR 2010 (O.J L 68 OF 15 MARS 2011); FOR MEMBER STATES: COFOG STATISTICS FOR 2009, EUROSTAT.**

In particular in 2010, the share of energy- and other infrastructure-related spending in the EU budget was 1.8%. The budget of the Trans-European

10. Includes all energy-related spending in the EU budget (support to infrastructure, research, renewable energy) except the structural funds.



Networks (TEN's) is modest, representing 0.76% of the EU budget, a major share of which is devoted to finance transport projects. This is low if infrastructures are indeed considered a key element for a competitive European Union.

The following subsections provide a summary of the instruments which currently exist at the European level to (co-)finance energy infrastructures.

## **2.2. The European Investment Bank (EIB)**

The major source of European infrastructure financing is the European Investment Bank. Created by the Treaty of Rome, the EIB is a EU body whose mission is to help implement the EU policy objectives by providing long-term finance to sound investment projects. In the field of energy, it plays an important role in facilitating the implementation of the Trans-European Networks for Energy (TEN-E), identified by the European Commission in cooperation with the Member States.

In 2007-2009, EIB senior loans to TEN-E projects amounted to €6 bn. (€3.4 bn. for natural gas, €2.6 bn. for electricity) (EC, 2010a).

In addition to the conventional EIB loan financing, the EIB uses a number of other financial products to finance TEN projects:

- The Trans-European Network Investment Facility (TIF) provides funding for priority TEN projects. It is designed to invest €75 bn. until 2013 on TEN-Transport projects and €0.5-1 bn. annually for TEN-Energy projects.
- The Structured Finance Facility (SFF) provides funding to projects having a high-risk profile. Established in 2001, this Facility was extended in 2006 to also cover sub-investment-grade TEN projects.

The SFF reserve volume in 2009 was €1.25 bn., with a maximum reserve available until 2013 of up to €3.75 bn.

- The EIB has also participated in Infrastructure Equity Funds in different European regions, though the amounts of these funds are modest.<sup>11</sup>
- Further to be mentioned are the programs JESSICA and JASPERS, two programs developed by the DG Regio in cooperation with the EIB and other financial institutions. JESSICA provides financial support (in form of equity, loans and/or guarantees) to sustainable urban development and regeneration programs. JASPERS provides technical assistance to cohesion recipients to enable them to better prepare major infrastructure projects.

---

11. Emerging Europe Convergence Fund (€50 mn., of which €16.5 mn. assigned to energy); Dexia Southern EU Infrastructure Fund (€ 25 mn., of which €6.25 mn. assigned to energy); and Dutch/Northern EU Infrastructure Fund (€15 mn., of which €9.9 mn. assigned to education and health and €5.1 mn. assigned to services).

**TABLE 4: EIB SIGNED LOANS FOR ENERGY INFRASTRUCTURE OF TRANS-EUROPEAN INTEREST IN THE PERIOD 2007-2009 (MILLION €)**

	2007	2008	2009	2007-2009
<b>ELECTRICITY (AMOUNTS)</b>				
TEN PROJECTS OF EUROPEAN INTEREST	0	90	600	690
TEN PRIORITY PROJECTS	140	140	0	280
TEN PROJECTS OF COMMON INTEREST	16.1	300	144.45	460.55
OTHER TEN PROJECTS	558	0	0	557.86
LOANS ALLOCATED TO A SET OF PROJECTS OF VARIOUS TEN PRIORITY LEVELS	150	163	260	572.5
<b>GAS (AMOUNTS)</b>				
TEN PROJECTS OF EUROPEAN INTEREST	185	50	0	235
TEN PRIORITY PROJECTS	160	375	275	810
TEN PROJECTS OF COMMON INTEREST	255	183	0	438
OTHER TEN PROJECTS	0	642	337	979
LOANS ALLOCATED TO A SET OF PROJECTS OF VARIOUS TEN PRIORITY LEVELS	0	574	371	945
<b>TOTAL AMOUNTS</b>				
TEN PROJECTS OF EUROPEAN INTEREST	185	140	600	925
TEN PRIORITY PROJECTS	300	515	275	1090
TEN PROJECTS OF COMMON INTEREST	271	483	144	898.55
OTHER TEN PROJECTS	558	642	337	1536.86
LOANS ALLOCATED TO A SET OF PROJECTS OF VARIOUS TEN PRIORITY LEVELS	150	737	631	1517.5

**SOURCE: EC, 2010A, ANNEX, P. 50.**

## 2.3. The TEN-Energy-Program

Another source of financing is the Community budget. At present, the heading 1a of the EU budget (“competitiveness and growth”) includes a budget line for “Trans-European Networks (TENS)” which covers both TEN-T (transport) and TEN-E (energy).

EU budget’s support to TEN-E projects has been low in the past. Commitments in the category of TEN-E in the period 2007-2009 amounted to €70 mn (see Table 5).<sup>12</sup> This funding was used to co-finance feasibility studies (up to 50%) and a maximum of 10% of eligible costs for works. In reality, however, TEN-E co-financing has rarely amounted to more than “peanuts” (> 1%) of total investment costs of projects (EC, 2010a). As we will see in section IV, the TEN-E program is currently under review.

---

12. Decision 1364/2006/EC lists projects eligible for Community assistance under Regulation (EC) No 2236/95 and ranks them in three categories:

1. Projects of common interest relate to the electricity and gas networks referred to in the Decision meeting the objectives and priorities laid down in it. They must display potential economic viability. The economic viability of a project is assessed by means of a cost-benefit analysis in terms of the environment, the security of supply and territorial cohesion;
2. Priority projects are selected from among the projects of common interest. To be eligible, they must have a significant impact on the proper functioning of the internal market, on the security of supply and/or the use of renewable energy sources;
3. Certain priority projects of a cross-border nature or which have a significant impact on cross-border transmission capacity are declared to be projects of European interest. Also listed in Annex I, projects of European interest have priority for the granting of Community funding under the TEN-E budget and particular attention is given to their funding under other Community budgets.

**TABLE 5: TEN-E COMMITMENTS IN THE PERIOD 2007-2009 (IN THOUSAND €)**

	2007	2008	2009	2007-2009
<b>TEN-E BUDGET AVAILABLE</b>	<b>21,200.0</b>	<b>22,260.0</b>	<b>26,045.9</b>	<b>69,505.9</b>
<b>GLOBAL COMMITMENT</b>	<b>21,200.0</b>	<b>22,248.8</b>	<b>26,034.3</b>	<b>69,483.1</b>
<b>INDIVIDUAL COMMITMENTS (TOTAL)</b>	<b>21,200.0</b>	<b>22,248.8</b>	<b>26,034.3</b>	<b>69,483.1</b>
ELECTRICITY	15,175.5	9,781.6	15,302.9	40,260.0
<i>STUDIES</i>	<i>8,132.6</i>	<i>3,930.4</i>	<i>10,639.5</i>	<i>22,702.5</i>
<i>WORKS</i>	<i>7,042.9</i>	<i>5,851.2</i>	<i>4,663.4</i>	<i>17,557.5</i>
GAS	6,024.5	12,467.2	10,731.4	29,223.1
<i>STUDIES</i>	<i>4,024.5</i>	<i>9,648.2</i>	<i>8,799.6</i>	<i>22,472.3</i>
<i>WORKS</i>	<i>2,000.0</i>	<i>2,819.0</i>	<i>1,931.8</i>	<i>6,750.8</i>

**SOURCE: EC, 2010A, ANNEX, P. 52.**

## **2.4. The European Economic Recovery Plan (EERP)**

A special one-time impetus for energy infrastructure financing has come under the umbrella of the European Economic Recovery Plan (EERP). Adopted by the European Council in 2008, the EERP is a two-year extraordinary stimulus plan aimed at boosting European economies through a combination of short-term measures to stimulate demand and long-term investment in strategic sectors.

The EERP has allocated €3.98 bn. to energy infrastructure and technology, €2.37 bn. of which has been slated to support electricity and gas infrastructure projects (the remainder allocated to wind and carbon capture projects).<sup>13</sup> This accelerated support has gone to 47 projects (*see Annex*). As stated in its regulation, the EERP support should not exceed 50% of the total costs of the projects financed (including construction works). Almost all of the beneficiary projects have been trans-European energy infrastruc-

13. Regulation (EC) no. 663/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 Establishing a Program to Aid Economic Recovery by Granting Community Financial Assistance to Projects in the Field of Energy, Brussels.

ture projects (of different priority). Another €1 bn. has been allocated to CCTS separation projects, but not to CO<sub>2</sub>-infrastructure itself.

## **2.5. European Fund for Energy, Climate Change and Infrastructure (Marguerite Fund)**

The European Fund for Energy, Climate Change and Infrastructure (Marguerite Fund) was endorsed in December 2008 by the ECOFIN Council and the European Council as part of the European Economic Recovery Plan (EERP). The idea was to bundle financial means and competences among EU and national development banks and to create a stable equity fund involving both private and institutional investors. The six core sponsors of the Marguerite Fund (€100 mn. contribution each) are the EIB, the Caisse des Dépôts, the Cassa Depositi e Prestiti, the KfW Group, the Instituto de Crédito Oficial and the PKO Bank Polski. Apart from them, the Fund counts with the participation of the European Commission (€80 mn.) as well as of smaller private sponsors. This equity fund is accompanied by a debt facility of €5 bn.

Target sectors of the Marguerite funds are TEN-E and TEN-T projects. In addition, the Fund invests on renewable energy projects, including sustainable energy production, clean transport infrastructure, energy distribution and systems for hybrid transport (e.g. wind, solar -CSP and PV-, geothermal, biomass, biogas, hydro and waste-to-energy projects). At least 65% of the fund's investments are targeted to 'greenfield' investments. The fund is set up for at least 20 years.

## 2.6. Other instruments

Energy infrastructure is also financed by other instruments, though their total contribution so far is relatively small. Among these are the Structural Funds, which co-finance energy infrastructure at approximately €233 million per year (SRU, 2011, p. 325), the Instruments for Pre-Accession, the European Neighbourhood and Partnership Instrument (ENPI), the Neighbourhood Investment Facility (NIF) and the RTD Framework Programme (Research, Technology Development and Demonstration).





### **III. Case Study: Selected Issues in the North Sea Grid Project**

---

**W**e shall highlight some of the issues related with the future financing of the energy infrastructures with the help of a case study, which is based on a larger technical-socioeconomic analysis (see Egerer, von Hirschhausen, and Kunz, 2011).

#### **3.1. The North Sea Grid: A Number 1 Priority for European Infrastructure**

The “North Sea Grid” (NSG) is in the core of the No. 1 priority of the “European energy infrastructures for 2020 and beyond”, which defines the objective to develop an “Offshore Grid in the Northern Seas and a connection to Northern as well as Central Europe” (EC, 2010b, p. 10). The objective is “to integrate and connect energy production capacities in the Northern Seas, including the North Sea and North-Western Seas, with consumption centres in Northern and Central Europe and hydro storage facilities in

the Alpine region and in Nordic countries” (*Ibidem*, p. 10). This project is of strategic importance since it enables Continental Europe to accommodate large volumes of wind and water surplus electricity generation in and around the Northern and Baltic Seas, while connecting these new generation hubs with major storage capacities in Northern Countries (and the Alps) and with the major consumption centres in Central Europe (*Ibidem*, p. 12).

The project involves a large number of EU countries (UK, Ireland, Denmark, Germany, Netherlands, Belgium, France, Sweden, Poland) plus Norway. It thus constitutes a critical mass of Member States acting together with similar objectives.<sup>14</sup> The project involves countries that, while having quite distinct regulatory approaches, can establish new common ground for regulatory schemes that go beyond the more national perspective. Last but not least, the region can build upon quite a successful history of interconnection and renewable integration, starting with the French-UK interconnector, and then continuing with the Norway-Netherlands interconnector (NorNed), and, most recently, the Norwegian-German interconnection project (NorGer).

The transmission capacity from existing interconnectors and the future elements of the North Sea Grid enforce the internal European market for electricity between the three highly separated markets of Scandinavia, the United Kingdom and Continental Europe. The offshore grid should consist of AC cables for close to shore wind farms and HVDC-VSC cables for connections of more than 120 km in length. Undersea links between the three markets should also be of HVDC technology with high voltage levels (Brackelmann and Erlich, 2009).

The “Masterplan” of the North Sea Grid is easily sketched out, and it includes the following elements:

---

14. One instrument that the EU has institutionalised in this context is the “High-level-group” (Adamowitsch, 2010).

- A connection of offshore wind generation into the existing system is required;
- Additional trade links between Continental Europe, the UK and Scandinavia are beneficial for a better market integration (internal European market for electricity);
- Market integration increases the security of supply (e.g. for Norway during years with very low hydro generation);
- The link to Scandinavian hydro reservoir storage can reduce the fluctuations in combined generation output with offshore wind (backup capacity);
- The connection of mostly separated markets causes price convergence and has winners and losers;
- The NSG could be an alternative to discussed onshore transmission investments by offshore bypasses.

### 3.2. Issues of Planning and Network Design

The discussion of alternative network designs of the North Sea Grid highlights the crucial role of longer-term planning and the potential controversies resulting thereof. Depending on who takes the decision of network design, how financing is structured, and also the regulatory setting, three very different developments are conceivable:

- 1.The “*radial scenario*” includes clustered offshore wind integration at national level. Depending on the distance to the onshore connection point either AC or DC submarine cables are used. The trade capacity between the markets of Scandinavia, the UK and continental Europe is not expanded and only includes the already existing connectors. No financing for trans-national offshore interconnection projects is required.
- 2.The “*trade scenario*” includes the offshore wind integration of the radial scenario. In addition, the capacity of DC connectors (each

directly built between two countries) is expanded with new lines to enforce the internal European market (Figure 4). These additional exchange capacities are planned and built separately from the offshore wind integration links and can be merchant lines motivated by existing price differences. The new trade connectors include an additional 5,300 GW km of offshore cables.

3. The “*meshed scenario*” assumes a combined wind and market integration approach leading to meshed elements in the North Sea Grid (Figure 4). Though the infrastructure project becomes more complex by multi-national involvement, the connection of the major offshore generation areas in the North Sea to one large cluster is considered beneficial. It can bring down intermittency in output as it allows on more flexible wind distribution and enforces the internal European market. The scenario only includes 5,500 GW km of additional offshore connections as some of the radial wind integration lines are utilised for trade purposes, as well.

In addition to the necessary wind integration costs of the radial scenario, the trade and meshed scenario require trans-national investments amounting to €10-20 bn. until 2030 while the meshed scenario is the more expensive one due to the required offshore hubs.

**FIGURE 4: TRADE SCENARIO (LEFT) AND MESHED SCENARIO (RIGHT)**



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

### 3.3. Overall Welfare Gains Contrast with Winners and Losers

The two extreme scenarios thus are a market-driven North Sea Grid with investments based on price differences in the three regions, and a regulated approach which involves an overall medium term expansion plan for the North Sea Grid developed by an overall “welfare maximiser” (one could think of a European institution). The change in the annual system welfare over all nodes of the three markets plus the offshore congestion rents is the basic indicator for the benefit of introducing new elements to the system.

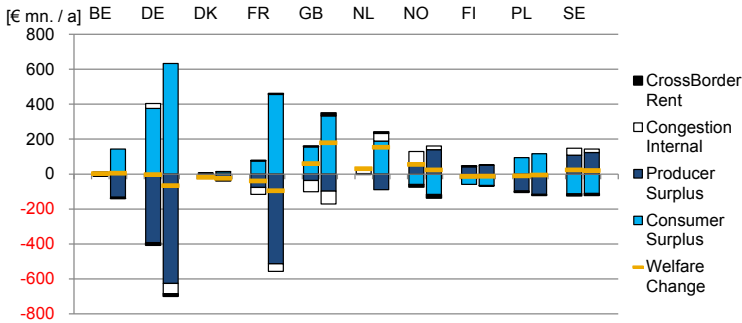
The model runs are done for the combination of the 2009 reference scenario and a “wind+” scenario (including additional wind generation) with the three different network scenarios. The resulting model outputs are the system welfare, the national welfare (further divided in consumer and producer surplus), the nodal prices and the trade flows in the network (especially within the NSG). For the offshore links of the North Sea Grid the congestion rents are determined, as well.

Our results confirm the dilemma of trans-national energy infrastructure in Europe: we find overall welfare gains generated by the North Sea Grid, whereas at the level of the individual regions there are winners and losers (Figure 5).<sup>15</sup> Comparing the two different grid layouts, the meshed scenario seems more promising as it shows high benefits even without additional wind capacity and justifies the increased investment costs by the additional welfare gains.

15. The modeling approach is based on the electricity model ELMOD, a bottom-up model of the European electricity market which builds upon the DC load flow (DCLF) approach (Leuthold, et al., 2011). It combines electrical engineering by including time resolution with variable demand and different levels of wind input. The objective function maximises welfare (quadratic problem) and the electricity network is included line sharp.

The distribution in consumer and producer surplus shows the rent shifting effect of the North Sea Grid. The results are driven by price convergence with higher prices in Scandinavia and lower prices in the other countries. For higher prices consumers lose and producers gain rents (e.g. Norway, Sweden) while lower prices cause higher rents for consumers and losses for producers (e.g. Germany, France). For many countries (e.g. Belgium and Germany) the redistribution of rents by additional transmission capacities is more than ten times higher than the national welfare effect.

**FIGURE 5: REDISTRIBUTION OF RENTS WITH TRADE SCENARIO (LEFT) AND MESHED SCENARIO (RIGHT)**



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

### 3.4. Limited Potential for Merchant Transmission Investment

The North Sea Grid is thus an important test case for different institutional options for financing high-voltage transmission lines, in particular the two extreme cases: private merchant transmission and regulated investment.

“Merchant” transmission is based on the idea that market forces are key to investment and expansion in transmission. Transmission investment is a lucrative business if it generates sufficient rents from the difference between buying and selling electricity at different ends of a merchant transmission line. The difference between locational marginal prices (LMPs, or

“nodal” prices) therefore determines the incentives to invest into a specific transmission line.<sup>16</sup> On the other hand, in the (traditional) “regulated” approach the network operator is subject to a price revenue cap or a cost-based mechanism, where one objective of the regulator is to provide incentives for efficient management of the grid (OPEX-benchmarking).<sup>17</sup> There is a significant literature on the pros and cons of merchant transmission investment (see Joskow and Tirole, 2005), though no standard assessment has emerged thus far. One reason is that the nature of the nodal price differences largely depends on the network topology: in a two-node network, the transmission revenues are identical to the nodal price difference multiplied by the electricity transported additionally, since there are no loop flows. The more meshed a networks gets, the more indirect becomes the link between the transmission investment and potential electricity flowing precisely between these two nodes.

Our analysis indicates the limits of merchant transmission in the case of the North Sea Grid. Whereas the first cable in the North Sea, such as the NorNed interconnector between Norway and the Netherlands, proved to be highly lucrative, this will be much less the case for subsequent lines. While one or two additional lines could still be profitable, much of the investment will have to be regulated, if at all it comes about. Our result does not indicate a significant increase in congestion rents for the entire offshore scheme with the expansion of the connector capacity. Therefore, merchant investment alone will not provide sufficient trade capacities. It is not interested to surpass a certain limit where the profit from additional trade flows is more than compensated by the decreasing price per transported unit.

16. “While locational marginal prices, coupled with FTRs, provide a conceptual frame work for merchant transmission investments, a number of theoretical and practical differences must still be overcome.” (Kirschen and Strbac, 2004, p. 228).

17. “Allocating the costs and benefits of transmission expansion to all the network uses is a major challenge” (Kirschen and Strbac, 2004, p. 228). Proposals for the allocation of costs within a regulated approach have been made by Olmos and Perez-Arriaga (2009), e.g. in the form of the average revenue tariffication.

The lack of financial incentives for investors to resolve congestion causes problems of this approach to solve the design problem for offshore grids. Therefore, it is of high importance to find means to evaluate different offshore grid layouts according to a set of various benefits and install a regulatory framework under which the trans-national projects can be realised. This would also require the question of refunding for the required investments. This design is likely to have meshed offshore elements which seem to have a more beneficial character compared to individual trade links. A meshed network which connects the major offshore hubs is more flexible by wind integration to several offshore nodes and can also be utilised as bypass to onshore bottlenecks as for example at the east coast of the United Kingdom. The meshed character of DC grids and their interdependency with onshore AC transmission systems even increases the complexity of planning and operating issues.

### **3.5. Conclusion of the Case Study**

The case study highlights a couple of issues on planning, network design and financing that might be of interest for other important European energy priorities (see Egerer, et al., 2011, for details):

- There is clearly a distinction between the overall benefits of the North Sea Grid project and the benefits at the national level. While the overall gains in social welfare are significant and certain, the benefits that each individual country obtains vary with the network design, the regulatory approach, and the assumptions on supply and demand. Thus, there is a high variance in the expected benefits for each country, which will limit their enthusiasm to engage in such a multilateral project;
- The case study also highlights that an infrastructure project has winners and losers, and that balancing the interests of different participating parties is a critical element of any transmission



expansion strategy. In this case, the exporters of low-cost electricity, i.e. Norway and the UK, are winners of a grid expansion, since they obtain higher prices in the region they export to (Continental Europe) than in their respective domestic markets. Continental European consumers also gain from the developments due to the price decrease they enjoy. On the other hand, electricity producers in the more expensive region (Continental Europe) lose market share and producer rent, while the consumers in the lower-price region also lose (consumer) rent: after the installation of the infrastructure, they have to pay a higher price than before;

- There is a complex issue of timing that drives a wedge between the public policy perspective and the interests of private investors. Even though the long-term effects of an integrated, meshed grid turn out to be the highest, they also occur after the longest project duration of all the different network designs. For a risk-averse, short-term profit oriented investor, a small investment into a point-to-point extension with predictable outcome will be more attractive than an engagement into a longer-term investment with less predictable outcome, albeit a high social welfare gain;
- Last but not least, the case study is a showcase for the difference between a profit-oriented merchant investment and a welfare-oriented regulated investment. The potential for merchant transmission is reduced the further the infrastructure investment proceeds and prices converge. In the case of the North Sea Grid, the opportunities for lucrative transmission investment are rapidly exhausted: perhaps one or two Norwegian-German cables (such as NorGer) will still attract private merchant transmission, but for the remaining transmission expansion projects, there is too little congestion rent to pay for the infrastructure investment.

The North Sea Grid project therefore is a good example for the need of a balanced approach between the European level and the Member States, and merits further analysis into regulatory and financial issues.

## IV. Looking forward: How to ensure the Financing of Trans-National Energy Infrastructures in Europe?

---

### 4.1. The Need for a European Approach

**D**ifficulties with the development of trans-European energy infrastructures have not remained unnoticed and policy measures are discussed both at the European and the national level.

The Energy Infrastructure Package “Impact Assessment” (EC, 2010c) provides rough estimates of the social costs of a slow implementation of infrastructure development. According to the EIP assessment, if transmission was optimised mainly at the national level rather than the EU-level, this would lead to higher energy costs. Reference is made to significant congestion rents within the 26 European electricity TSOs: about €1.21-1.95 bn. annually (EC, 2010c, p. 35). A study by Matti Supponen (2010) estimates the welfare losses due to congested interconnections and the subsequent price differentials (€15-29/MWh) at about €3.1 bn. annually. Transmission

investment would also reduce the risk of system instability. The “Smart 2020” study (The Climate Group, 2009) estimates that emissions could be reduced by 15% thanks to smart grids (EC, 2010b, p. 37).

For natural gas, the main economic effect mentioned is increased reliability of supply brought about by an extended pipeline infrastructure network. Thus, for instance, the European Commission (2010c, p. 36) estimates the economic damage caused by the January 2009 gas supply disruption in South-East Europe (Slovakia, Hungary, Croatia, Serbia, and Bulgaria) at €1.65 bn. The costs of this supply disruption are significantly higher than the cost of the reverse flow projects and the Central-Eastern European interconnector and storage projects under way within the EEP (corresponding to €1.2 bn). The competition effect of additional infrastructure can also have significantly positive social welfare effects. At present, there remain significant price differences between Italy, Eastern Europe, and the North-West European Zone, which would be mitigated by additional infrastructure.

The economic benefits of a CO<sub>2</sub>-infrastructure are more difficult to access, because their effect is more uncertain and the benefits of a functioning CCTS-infrastructure are less clear. However, some stakeholders contend that the 2050 climate targets (80-95% reduction of greenhouse gases) will be difficult to meet without CCTS, at least in the industrial sector: while there may be cheaper mitigation options in the energy sector, the use of process heat and related CO<sub>2</sub>-emissions in the industry sector (steel, cement and clinker, pulp and paper, refineries) will still be required for some time, and it requires an integrated CCTS value chain.

The European Commission (2010b, p. 37) also analyses the environmental impact of infrastructure development, with a focus on avoided CO<sub>2</sub>-emissions. According to the Commission’s analysis, the ambitious renewable objectives of the European energy policy (20%) will not be met

without the underlying infrastructure. The PRIMES reference scenario, with the entire infrastructure in place, achieves a cumulated 2,500 mt (3%) reduction of CO<sub>2</sub>-emissions between 2010 and 2030, compared to the Baseline scenario.

Last but not least, the European Commission (2010b, p. 36) insists on the potential danger of underinvestment into energy infrastructure, where the cost of electricity and gas transmission is relatively modest (ca. 2-4% of final gas price, about 10% of electricity costs). A lack of infrastructure could cause energy shortages, disruptions, or price increases with high economic and social costs. Moreover, investing in slight overcapacity could help avoid shortages and black-outs resulting into higher overall costs for the concerned Member States (higher compared to the costs of constructing interconnectors to obtain regional balancing).

The need for a European approach has been expressed quite explicitly by the February 2011 European Council.<sup>18</sup> In this meeting, the EU leaders have acknowledged that “major efforts are needed to modernise and expand Europe’s energy infrastructure and to interconnect networks across borders”. While recognising that “the bulk of the important financing costs for infrastructure investments will have to be delivered by the market”, the Council highlights that “some projects that would be justified from a security of supply/solidarity perspective, but are unable to attract enough market-based finance, may require some limited public finance to leverage private funding”.

The Council has invited the Commission to define clear and transparent criteria to select those projects requiring (limited) public financial support (e.g. non-commercial projects, justified for security of supply or solidarity reasons). Activities are currently under way to identify procedures for identifying concrete projects, and where the EU should play a more proactive role.

---

18. Conclusions on Energy, European Council of 4 February 2011.

## **4.2. Financing TEN-E projects: the “Connecting Europe Facility”**

In the context of the ongoing negotiation of the European 2014-2020 financial perspectives there is a need for streamlining, consolidating, and expanding financial support to sustainable energy infrastructure. This has been recognised by the Commission, which published on 29<sup>th</sup> June 2011 the proposal for the budget 2014-2020. This proposal will serve as basis for the negotiation of the 2014-2020 budget among Member States, which will finish in 2012.

Until now, the financial role of the TEN-E program is modest, but the planning function is central. Thus, by providing political support to selected European projects of interests, the EU has an important saying on how trans-national infrastructure is developed. It would be logical, then, that its financial role correspond to that ambition, and that the financing and provision decisions be still better coordinated. TEN-E could facilitate the creation of interconnectors and therefore the realisation of an integrated European energy market. This would suggest that the TEN-E guidelines be revised and a clear role be attributed to designate responsibility for infrastructure planning and/or financing. At present, the financial role of the TEN-E program is not significant: the budget is limited and it was not intended to address today's energy problems (CEPS, 2009, p. 33). On the other hand the planning function of TEN-E is essential which might be an inappropriate institutional setting for both functions and therefore needs to be substantially revised.

In its proposal, the Commission proposes a change in the modes of financing TEN-E. It proposes finishing with the current TEN program and creating instead another instrument, the “Connecting Europe Facility”. This “facility” would serve to finance TEN projects in transport, energy and broadband, by combining grants and market-based instruments.

The facility will have a single fund of €40 bn. for the period 2014-2020. €9,1 bn. would be reserved for energy infrastructures.

### **4.3. The EIB and Energy Infrastructure Bonds**

The European Investment Bank (EIB) should assume a key role in the financing of European energy infrastructure. This can be done through (low-cost) debt to finance riskless operations, such as sunk investment and investment backed by regulated revenues. The EIB can also be engaged in equity operations where appropriate, though this would clearly require the definition of a specific role in each of the projects. The role as facilitator of public-private-partnerships (PPP) should be critically assessed, given that PPPs have so far not delivered the promise of higher efficiency. Special programs, like Marguerite, have been instrumental for specific purposes, but are not structured to provide long-term financial perspectives.

The issuance of energy infrastructure bonds have been pushed politically recently, amongst others by the EU-Energy Summit in February 2011. In fact, the “Connecting Europe Facility” (*see above*) is the first concrete outcome of the “Europe 2020 Project Bond” EU-plan to back infrastructure bonds issued by the private sector, launched jointly by the European Commission and EIB in early March 2011 (EC, 2011). The Project Bond Initiative suggests that the EU and the EIB could provide guarantees to private investors, using EU funds; another option is to provide direct loans at a subordinate level. In both cases, substantial risks would be shifted from private investors.

The advantages and disadvantages of different options have to be weighted carefully, in particular with respect to EIB financial instruments such as a separate infrastructure bank, equity participation and support to infrastructure funds, targeted facilities for project bonds, test option

for advanced network related capacity payments mechanism, risk sharing facilities, and public private partnerships loan guarantees. The advantage might be easy accessibility, low financing costs, and high flexibility with respect to timing and volumes of financing. A disadvantage might be the “competition” with the Eurobonds currently under discussion as a solution to the financial crisis and the instability of the euro. The key question is whether the additional political and institutional reforms needed to establish EU-energy infrastructure bonds are justified to outperform the available instruments provided by EIB.

#### **4.4. The reform of the EU Budget**

The ongoing negotiation of the new multi-annual EU budget for the post-2013 period faces different challenges. On the one hand, the EU’s role in implementing energy infrastructure of European interest is key. On the other hand, budgetary reforms, the economic situation in several Member States as well as the investment required for infrastructure limit the financial resources. Although the transformation and development of the energy sector is one of the key policy areas for the years to come (EC, 2010 f/g), its role is not yet fully defined.

The negotiations about the next multi-annual EU budget (2014-2020) will certainly place more importance on sustainable energy infrastructure. Apart from financing TEN-E projects, the EU budget should also provide support for further R&D and financing the demonstration of technologies, assisting the development of the trans-European energy networks and helping poorer regions and countries to invest in clean energy systems (CEPS, 2009, p. 32). At present, the main spending program co-financing energy infrastructure is the Cohesion Funds, with approximatively. €233 million per year (SRU, 2011, p. 325). Other, new budget lines for energy infrastructure may be considered. There is also a discussion about



the modification of priorities within the budget. Current strategic priorities of the Cohesion Funds have now been expanded to sustainable development regarding energy efficiency and renewable energies.<sup>19</sup>

Regarding other sectors, CEPS<sup>20</sup> suggests investments in sustainable development of cities where Structural Funds can be converted into equity, loans or guarantees for investments in urban projects might be something worth considering. It could be seen as a precursor for the energy market – in any case the transferability remains to be tested.

As the raising of credit is still excluded from the opportunities of the European budget (Art. 311, Lisbon Treaty), a further option is private-sector bonds to foster large infrastructure projects. As seen before (*part 4.2.*), this is the option put forward by the Commission through the “Connecting Europe Facility”. The advantages of this approach remains to be examined as it might conceal conflicts of objective as well as problems of incentives.

19. Council Regulation (EC) No 1084/2006 of July 2006 establishing a Cohesion Fund and repealing Regulation (EC) No. 1164/94, Article 2. CAP and cohesion policy occupy 80% of the budget which is limited to 1.24% of EU gross national income (CEPS, 2009, p. 19).

20. This scheme by the EU is referred to as the Joint European Support for Sustainable Investment in City Areas, JESSICA (CEPS, 2009, p. 35).



## Conclusion

---

**T**his study has analysed past EU experiences and new perspectives for financing trans-national energy infrastructure at the European level. We have set out the framework for analysing such investments and we have reviewed past experience, the main focus being the perspectives. Clearly, Europe has a more active role to play in this regard, but the concrete formulation of this strategy is yet to be defined. In particular, the “Connecting Europe Facility” proposal needs to be reviewed and it needs to be proven that it can deliver results that could not be attained by the instruments currently available. The North Sea Grid is a good example for the need of a balanced approach between the European level and the Member States, and merits further analysis into regulatory and financial issues.

Given infrastructure as a key driver to respond to climate change and reach the EU’s 2020 goals, the current European budgets for energy infrastructure seem insufficient. It seems that an increase in EIB’s financing facilities could be justified, which corresponds to the investment for TEN projects.



## References

---

**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](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 CO<sub>2</sub>-Infrastructures. Brussels, 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, Brussels: Centre for European Policy Studies.

**Brakelmann, Heinrich, Erlich, Istvan** (2009): Optionen der elektrischen Energieübertragung und des Netzausbaus – 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](http://www.umweltrat.de/cln_137/DE/Publikationen/Materialien/materialien_node.html). Accessed 01 March 2011.

**Cambridge Econometrics** (2010): The revision of the trans-European energy network policy (TEN-E). London, Brussels, 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. Brussels: 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. Available at: [http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1\\_fullreport\\_PressPack.pdf](http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_PressPack.pdf). Accessed: 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? Brussels, Study for the Policy Department on Budgetary Affairs of the European Parliament, March 6.

**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.

**EIB** (2009): EIB Financing of the Trans-European Networks. Sectoral Brochure. European Investment Bank, Luxembourg.

**EU** (2006): Council Regulation (EC) No 1084/2006 EC council regulation of July 2006 establishing a Cohesion Fund and repealing Regulation (EC) No 1164/94, Brussels.

**EU** (2007): Cohesion Policy 2007-2013, Commentaries and Official Texts, Guide, January 2007.

**EU** (2010): EU energy trends to 2030 - Update 2009. Internet: [http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends\\_2030/doc/trends\\_to\\_2030\\_update\\_2009.pdf](http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2030_update_2009.pdf). Accessed 25 February 2011.

**European Commission** (2001): Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market.

**European Commission** (2008): Investing in our Future: The European Union's Financial Framework 2007-2013. Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg.

**European Commission (2009):** Cohesion Policy Backs “Green Economy” for Growth and Long-Term Jobs in Europe. Brussels, Press Release IP/09/369, March 9.

**European Commission (2010a):** Report from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on the Implementation of the Trans-European Energy Networks in the Period 2007-2009. Communication COM(2010)203 final, Brussels.

**European Commission (2010b):** Energy Infrastructure Priorities for 2020 and Beyond – A Blueprint for an Integrated European Energy Network. Communication COM(2010) 677/4, Brussels.

**European Commission (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. Brussels.

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

**European Commission (2010e):** Energy 2020 – A Strategy for Competitive, Sustainable and Secure Energy. Communication COM(2010) 639 final, Brussels.

**European Commission (2010f):** The EU Budget Review. Communication COM(2010) 700 final, 19 October 2010, Brussels.

**European Commission (2010g):** General Budget of the European Union for the Financial Year 2010 -The Figures. January 2010, Brussels.

**European Commission (2011):** Stakeholder Consultation Paper on the Europe 2020 Project Bond Initiative. Brussels, February 28.

**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](http://www.trade-wind.eu/fileadmin/documents/publications/Final_Report.pdf). Accessed 25 February 2011.

**Hauteclouque, Adrien de, and Vincent Rious (2010):** Regulatory Uncertainty for the Development of Merchant Lines in Europe. EU Energy Policy Blog, 03 December 2010. Available at <http://www.energypolicyblog.com/2010/12/03/regulatory-uncertainty-for-the-development-of-merchant-lines-in-europe/>. Accessed 07 December 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):** CO<sub>2</sub> Highways for Europe - Modeling a Carbon Capture, Transport and Storage Infrastructure for Europe. Berlin, DIW Discussion Paper 1052 (September).

**Hope, Einar (2011):** Transmission Network Investment and Regulation. International Energy – A Professional Online Forum; January, 30.

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

**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 (May 31, 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):** Towards a European Energy Community: A Policy Proposal; March 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 01 October 2010. Directorates General Energy. 5 October 2010, Brussels.

**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, Januar 2011.

**Santos, Indhira and Susanne Neheider (2009):** Reframing the EU Budget Decision-Making Process. Bruegel Working Paper No. 2009/03, Brussels.



**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). Accessed 04 April 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](http://www.offshoregrid.eu/images/pdf/offshoregrid_d6.1%20power%20market%20modelling.pdf). Accessed 25 February 2011.

**The Climate Group (2009):** Smart 2020: Enabling the low carbon economy in the information age. Brussels, on behalf of the Global eSustainability Initiative (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>. Accessed 25 February 2011.

**WWF-World Wide Fund for Nature (2005):** EU Funding for the Environment: A Handbook for the 2007-2013 Programming Period. Brussels, 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. Brussels, WWF-European Policy Office.



## Annex

**TABLE 6: EEPR-PROJECTS IN THE ELECTRICITY SECTOR**

PROJECT	DESCRIPTION	EEPR FINANCING
<b>INFRASTRUCTURE (GAS INTERCONNECTORS (RF = REVERSE FLOW))</b>		
NABUCCO	THE UNION IS CO-FINANCING THE PROCUREMENT OF LONG-LEAD ITEMS (PIPELINES AND COMPRESSORS) FOR THE NABUCCO PIPELINE.	200,000,000 €
POSEIDON	THE UNION IS CO-FINANCING THE TECHNICAL STUDIES (DETAILED ENGINEERING) AND THE PIPES FOR THE 210 KM OFFSHORE PIPELINE BETWEEN GREECE AND ITALY.	100,000,000 €
BALTIC – POLAND	THE UNION IS CO-FINANCING THE CONSTRUCTION OF THE ONSHORE GAS PIPELINE THAT EXTENDS FROM ŚWINOUJŚCIE TO SZCZECIN AND THE CONSTRUCTION OF THE COMPRESSOR STATION IN GOLENIÓW	50,000,000 €
SI	THE UNION IS CO-FINANCING THE CONSTRUCTION WORKS OF CERŠAK – KIDRICEVO SECTION OF THE GAS PIPELINE (SLOVENIAN PIPELINE RUNNING FROM THE AUSTRIAN TO THE CROATIAN BORDER).	40,000,000 €

BG – EL	PURCHASING THE EQUIPMENT FOR ROGASKA SLATINA – TROJANE SECTION AND TROJANES – VODICE SECTION OF M2/1 PIPELINE.	45,000,000 €
STORE CZ 02	THE UNION IS CO-FINANCING THE CONNECTION OF THE UNDERGROUND GAS STORAGE (UGS) TVRDONICE TO THE TRANSIT SYSTEM AND IMPROVE GAS SOURCES AVAILABLE FOR REVERSE FLOW IN CASE OF POSSIBLE FUTURE GAS STORAGE FROM THE DIRECTION UKRAINE.	35,000,000 €
HU	THE UNION IS CO-FINANCING THE PURCHASE OF RAW MATERIAL AND COMPRESSOR STATIONS FOR THE CONSTRUCTION OF A PIPELINE INTERCONNECTION BETWEEN THE HUNGARIAN AND CROATIAN GAS NETWORKS.	20,000,000 €
RO – BG	THE UNION IS CO-FINANCING THE CONSTRUCTION OF A PIPELINE GAS INTERCONNECTION BETWEEN THE BULGARIAN AND CROATIAN GAS NETWORKS, INCLUDING THE CONSTRUCTION OF TWO GAS METERING STATIONS.	8,929,000 €
GALSI	THE UNION IS CO-FINANCING 140 KM OF PIPE PROCUREMENT AND THE LAYING ACTIVITIES ON THE SEABED.	120,000,000 €
ES	THE UNION IS CO-FINANCING THE PURCHASE OF 251 KM OF PIPELINE TO BE LAID DOWN BETWEEN YELA AND VILLAE DE ARNEDO (INCLUDING THE CONSTRUCTION COMPRESSION STATION).	45,000,000 €
BE	THE UNION IS CO-FINANCING THE PROCUREMENT OF PIPES AND THE CONSTRUCTION WORKS FROM RAEREN (EYNATTEN) TO OPWIJK OF A TOTAL LENGTH OF 170 KM.	35,000,000 €
CZ – PL	THE UNION IS CO-FINANCING THE FIRST PHASE OF THE CONSTRUCTION OF A HIGH PRESSURE NATURAL GAS PIPELINE INTERCONNECTION BETWEEN POLAND AND THE CZECH REPUBLIC (I.E. TRANOVICE – CIESZYN – SKOCZÓW).	14,000,000 €
PT	THE UNION IS CO-FINANCING THE BUILDING OF 48 KM GAS PIPELINE FROM MANGUALDE TO CELORICO DA BEIRA.	10,700,749.5€
RO	THE UNION IS CO-FINANCING SOME CONSTRUCTION WORKS WITHIN THREE EXISTING COMPRESSOR STATIONS ON THE ROMANIAN TERRITORY. IT WILL IMPLEMENT THE REVERSE FLOW BETWEEN ROMANIA AND BULGARIA.	1,560,000 €
AT 01	THE UNION IS CO-FINANCING THE UPGRADING OF BAUMGARTEN GAS HUB TO ALLOW TRANSPORT OF GAS FROM GERMANY TO COUNTRIES ADJACENT TO AUSTRIA, IN PARTICULAR IN CASE OF A DISRUPTION OF SUPPLY OF GAS ENTERING EU AT THE UKRAINE / SLOVAK BORDER.	1,854,000 €

AT 02	THE UNION IS CO-FINANCING THE UPGRADING OF BAUMGARTEN GAS HUB TO ALLOW FOR INCREASED TRANSPORT CAPACITY FOR GAS COMING FROM WESTERN SOURCES VIA THE TAG PIPELINE.	425,000 €
AT 03	THE UNION IS CO-FINANCING THE UPGRADING OF THE ÜBERACKERN EXPORT FACILITY TO ALLOW FOR REVERSE FLOW FROM GERMANY (FROM SUDAL AND/OR ABG PIPELINES INTO PENTA WEST PIPELINES).	1,150,000 €
AT 04	THE UNION IS CO-FINANCING THE TECHNICAL MODIFICATION ALONG THE TRANS-AUSTRIAN (TAG) PIPELINE, TO ALLOW FOR INCREASED GAS TRANSPORT CAPACITY TOWARD THE BAUMGARTEN GAS HUB.	3,317,000 €
SK 01	THE UNION IS CO-FINANCING THE DELIVERY AND THE CONSTRUCTION OF TWO PARALLEL INTERCONNECTION PIPELINES INCLUDING RELEVANT TECHNICAL UNITS AND EQUIPMENTS TO CONNECT THE TWO GATHERING STATIONS OF THE EXISTING UNDERGROUND GAS STORAGE (UGS) LAB COMPLEX BETWEEN THEMSELVES AND THE TWO GATHERING STATIONS ABOVE-MENTIONED AS INTERCONNECTED WITH THE CENTRAL STATION GAJARY-BADEN.	2,936,121 €
SK 02	THE UNION IS CO-FINANCING THE ENGINEERING, PURCHASE AND INSTALLATION OF SPECIFIC TECHNICAL EQUIPMENTS IN TWO EXISTING GAS TRANSMISSION FACILITIES IN SLOVAKIA (AT NODE PLAVECKÝ PETER AND AT THE COMPRESSOR STATION IVANKA PRI NITRE).	664,500 €
CZ 01	THE UNION IS CO-FINANCING THE INCREASE OF THE TRANSMISSION CAPACITY THROUGH THE CZECH REPUBLIC BY 15 MCM/D IN THE NORTHWEST-EAST DIRECTION, FROM THE CZECH-GERMAN BORDER TOWARD CZECH-SLOVAK BORDER.	3,675,000 €
CZ 02	THE UNION IS CO-FINANCING THE CONNECTION OF THE UNDERGROUND GAS STORAGE (UGS TVRDONICE TO THE TRANSIT SYSTEM AND IMPROVE GAS SOURCES AVAILABLE FOR REVERSE FLOW IN CASE OF POSSIBLE FUTURE GAS SHORTAGE FROM THE DIRECTION UKRAINE.	2,300,000 €
LV – LT	THE UNION IS CO-FINANCING THE IMPROVEMENT OF THE INFRASTRUCTURE AND EQUIPMENT FOR BI-DIRECTIONAL GAS FLOW BETWEEN LITHUANIA AND LATVIA.	12,940,000 €

INFRASTRUCTURE (ELECTRICITY INTERCONNECTORS)		
ESTLINK 2	THE UNION IS CO-FINANCING THE CONSTRUCTION OF THE SECOND ELECTRICITY INTERCONNECTION BETWEEN ESTONIA AND FINLAND AS WELL AS THE REQUIRED GRID REINFORCEMENT IN ESTONIA.	100,000,000 €
NORDBALT 01	THE UNION IS CO-FINANCING THE INTERCONNECTION OF THE NORDIC AND THE BALTIC ELECTRICITY MARKETS VIA A 400 KM SUBMARINE CABLE (700 MW) BETWEEN SWEDEN AND LITHUANIA.	131,000,000 €
NORDBALT 02	THE UNION IS CO-FINANCING THE STRENGTHENING THE LATVIAN TRANSMISSION NETWORK AND REDUCING BOTTLENECKS WITHIN THE BALTIC STATES.	44,000,000 €
DE	THE UNION IS CO-FINANCING THE CABLE AND THE CONSTRUCTION OF THE 140 KM ELECTRICITY INTERCONNECTOR HALLE/SAALE – SCHWEINFURT. IT AIMS AT COUPLING THE NORTH-EAST PART AND THE SOUTH-WESTERN PART OF GERMANY.	100,000,000 €
AT – HU	THE UNION IS CO-FINANCING THE NEW OVERHEAD LINE 400kV WIEN (AT) – GYÖR (HU). AUSTRIAN SIDE ACTION IS THE NEW LINE; HUNGARIAN SIDE IS SUBSTATIONS MODIFICATIONS AND EXTENSION.	12,989,800 €
PT 02	THE UNION IS CO-FINANCING THE EXTENSION OF THE 400kV LINE FROM VAIDIGEM TOWARDS VERMOIM SITUATED CLOSE TO THE ATLANTIC COAST, THE REINFORCEMENTS OF THE OVERHEAD LINES IN THE DOURO INTERNACIONAL AREA AND THE EXTENSION OF THE 400kV LINE TO THE DOURO INTERNACIONAL REGION.	28,873,787 €
ES – FR	THE UNION IS FINANCING THE CONSTRUCTION OF THE INTERCONNECTION BETWEEN SPAIN (SANTA LLOGAIA NEAR FIGUERAS) AND FRANCE BAIXAS (BAIXAS NEAR PERPIGNAN). IT INCLUDES THE CABLES THE CONVERTER STATIONS AND THE TUNNEL.	225,000,000 €
IT	THE UNION IS FINANCING AN ADDITIONAL 400kV LINE ITALY MAINLAND-SICILY, THE INSTALLATION OF OVERHEAD LINES ON CONTINENT, THE SUBMARINE CABLE AND WORKS AT SUBSTATIONS.	110,000,000 €
IRL - UK	THE UNION IS CO-FINANCING THE FIRST SUBMARINE INTERCONNECTION BETWEEN WALES (UK) AND IRELAND: 500 MW HVDC CABLE PLUS CONVERTER STATIONS.	110,000,000 €

MT – IT	THE UNION IS CO-FINANCING THE FIRST SUBMARINE INTERCONNECTION BETWEEN ITALY AND MALTA: 220kV HVAC CABLE (250MVA CAPACITY).	20,000,000 €
INFRASTRUCTURE (SMALL ISLAND PROJECTS)		
CY	THE UNION IS CO-FINANCING THE NECESSARY INFRASTRUCTURE (LOCAL NATURAL GAS NETWORK IN THE FORM OF THREE PIPELINES) IN CYPRUS FOR THE PURPOSE OF ACCOMMODATING THE FUTURE NEEDS OF NATURAL GAS USERS. IT INCLUDES THE CONSTRUCTION OF THREE PIPELINES CONNECTING THE FUTURE LNG TERMINAL WITH THE THREE EXISTING POWER STATIONS.	10,000,000 €
MT	THE UNION IS CO-FINANCING THE EXTENSION OF THE DISTRIBUTION NETWORK TO SUBMARINE CABLE.	5,000,000 €
FUNDS COMMITTED (INFRASTRUCTURE)		1,651,314,957.5 €
OFFSHORE WIND ENERGY (OWE)		
COBRA CABLE	LARGE CAPACITY INTERCONNECTOR BETWEEN THE NETHERLANDS AND DENMARK. INVESTMENT IN INNOVATIVE DESIGNS FOR DIRECT CONNECTION OF OFFSHORE WIND FARMS AND THE MODULAR START OF THE NORTH SEA GRID.	86,540,000 €
HVDC HUB	ADDITION OF AN INTERMEDIATE OFFSHORE PLATFORM ON THE PLANNED HVDC LINK (BETWEEN SHETLAND AND SCOTTISH MAINLAND) FOR CONNECTING OFFSHORE WIND AND MARINE GENERATION.	74,100,000 €
BARD 1	PRODUCTION OF INNOVATIVE TRIPLE FOUNDATION SYSTEM AND PRODUCTION AND INSTALLATION OF INNOVATIVE CABLE IN-FEED SYSTEM FOR A 400 MW OFFSHORE WIND FARM.	53,100,000 €
NORDSEE OST	OFFSHORE WIND FARM INSTALLATION OF 6 MW WIND TURBINE GENERATORS (MONOPOLE FOUNDATION) IN CHALLENGING OFFSHORE CIRCUMSTANCES, INCLUDING INNOVATIVE LOGISTICS AND INSTALLATION PROCESSES.	50,000,000 €
GLOBAL TECH I	GRAVITY FOUNDATIONS FOR DEEP WATER WIND FARM USING EFFICIENT SERIAL MANUFACTURING AND FAST INSTALLATION PROCESSES.	58,540,893 €
BORKUM WEST II	INSTALLATION OF 80 INNOVATIVE 5 MW WIND TURBINE GENERATORS (TRIPOD FOUNDATION).	42,700,000 €

THORNTON BANK	OPTIMISED LOGISTICS FOR UPSCALING THE FAR-SHORE DEEP-WATER THORNTON BANK WIND FARM AND DEMONSTRATION OF INNOVATIVE SUBSTRUCTURES (JACKET FOUNDATIONS) FOR DEEP WATER OFF SHORE PARKS.	10,000,000 €
FUNDS COMMITTED (OWE)		374,980,893 €
CARBON CAPTURE AND STORAGE (CCS)		
BELCHATOW	DEMONSTRATION OF THE ENTIRE CCS CHAIN ON FLUE GASES CORRESPONDING TO 250 MW ELECTRICAL OUTPUT IN A NEW SUPERCRITICAL UNIT OF LARGEST LIGNITE-FIRED PLANT IN EUROPE. THREE DIFFERENT SALINE AQUIFER STORAGE SITED WILL BE EXPLORED NEARBY.	180,000,000 €
COMPOSTILLA	DEMONSTRATION OF THE FULL CCS CHAIN USING OXYFUEL AND FLUIDISED BED TECHNOLOGY ON A 30 MW PILOT PLANT TO BE UPSCALED BY DECEMBER 2015 TO A DEMONSTRATION PLANT OF MORE THAN 320 MW. STORAGE IN A SALINE AQUIFER NEARBY.	180,000,000 €
HATFIELD	DEMONSTRATION OF CCS ON A NEW, 900 MW IGCC POWER PLANT. STORAGE IN AN OFFSHORE GAS FIELD NEARBY. THE PROJECT IS PART OF THE YORKSHIRE FORWARD INITIATIVE THAT AIMS AT DEVELOPING A CO <sub>2</sub> TRANSPORT AND STORAGE INFRASTRUCTURE FOR THE REGION.	180,000,000,€
JÄNSCHWALDE	DEMONSTRATION OF THE OXYFUEL AND POST-COMBUSTION TECHNOLOGIES ON AN EXISTING POWER PLANT. TWO STORAGE AND TRANSPORT OPTIONS WILL BE ANALYSED.	180,000,000 €
PORTO TOLLE	INSTALLATION OF CCS TECHNOLOGY ON A NEW 660 MW COAL POWER PLANT. THE CAPTURE PART WILL TREAT FLUE GASES CORRESPONDING TO 250 MW ELECTRICAL OUTPUT. STORAGE IN AN OFFSHORE SALINE AQUIFER NEARBY.	100,000,000 €
ROTTERDAM	DEMONSTRATION OF THE FULL CHAIN OF CCS ON A CAPACITY OF 250 MW EQUIVALENT USING POST-COMBUSTION TECHNOLOGY. STORAGE OF CO <sub>2</sub> IN A DEPLETED OFFSHORE GAS FIELD NEAR THE PLANT. THE PROJECT IS PART OF THE ROTTERDAM CLIMATE INITIATIVE THAT AIMS AT DEVELOPING A CO <sub>2</sub> TRANSPORT AND STORAGE INFRASTRUCTURE FOR THE REGION.	180,000,000 €
FUNDS COMMITTED (CCS)		1,000,000,000 €
TOTAL EEPF FUNDS COMMITTED		3,026,295,850.5€

**SOURCE: OETTINGER, 2010.**



## Related publications by *Notre Europe*

---

[The “added value” in EU budgetary debates: one concept, four meanings](#) – Eulalia Rubio (Policy Brief, June 2011).

[Thinking the EU budget and public spending in Europe: the need to use an aggregate approach](#) – Amélie Barbier-Gauchard (Policy Brief, June 2011).

[Defence spending in Europe: Can we do better without spending more?](#) – Fabio Liberti (Policy Paper, June 2011).

[Nuclear energy in Europe: what future?](#) – Sami Andoura, Pierre Coëffé, Maria Dobrostamat (Policy Brief, May 2011).

[Towards a European Energy Community: A Policy Proposal](#) – Sami Andoura, Leigh Hancher, Marc Van der Woude (Study, March 2010).

[An ever less Carbonated Union? Towards a better European Taxation against Climate Change](#) – Eloi Laurent, Jacques Le Cacheux (Study, December 2009).

[Options for an EU Financing Reform](#) – Philippe Cattoir (Policy Paper, December 2009).

[Clinton, Obama, McCain: Europe’s Best Hope for Fighting Climate Change](#) – Stephen Boucher (Policy Paper, April 2008).

[EU Budget Review: Addressing the Thorny Issues](#) – Eulalia Rubio (Policy Paper, March 2008).

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

[Biofuels: An emerging threat to Europe's Food Security? Impact of an increased biomass use on agricultural markets, prices and food security: A longer-term perspective](#) – Josef Schmidhuber (Policy Paper, May 2007).

[EU-Russian Relations: Moscow Lays down its Conditions](#) – Laurent Vinatier (Policy Paper, March 2006).

[Sense and Flexibility - Striking a Balance between Sovereignty and Harmonisation in the Implementation of the EU ETS](#) – Stephen Boucher, University of Columbia Workshop on EU ETS (Study, May 2006).

[European Budget: the Poisonous Budget Rebate Debate](#) – Jacques Le Cacheux (Study, June 2005).

***All our publications are available for free on our Website:***

***[www.notre-europe.eu](http://www.notre-europe.eu)***

## Legal Mentions

*With the support of the European Commission:  
support to active entities at European level in the field of active European citizenship.*



Education and Culture DG

'Europe for Citizens' Programme

*Neither the European Commission nor Notre Europe are to be held responsible for the manner in which the information in this text may be used. This may be reproduced if the source is cited.*

*Notre Europe also receives the financial support of the French Government,  
the Compagnia di San Paolo, the Macif and the Grand Duchy of Luxembourg.*

*Dépôt legal*

© Notre Europe, November 2011

## Christian von Hirschhausen

Christian von Hirschhausen is Professor of Economics at the Berlin Institute of Technology (TU Berlin) and Research Professor at the DIW Berlin (German Institute for Economic Research).

## Competition, Cooperation, Solidarity

### Financing Trans-European Energy Infrastructures – Past, Present and Perspectives

The negotiations about the EU budget after 2013 can't ignore austerity concerns but, due to its limited size, we cannot expect major savings from applying austerity at the EU-level.

A more intelligent response to the austerity challenge is to look at ways to make savings by better coordinating EU and national-level spending or by re-organising spending tasks. To explore these potentialities for efficiency gains, *Notre Europe* launched a set of publications under the title “How to spend better together”, which contains both transversal and sector-focused analysis.

In the context of this project, this Policy Paper by Christian von Hirschhausen focuses on the financing of trans-European energy infrastructures. After providing an overview of the long-term infrastructure needs and of the various instruments that currently exist to finance them, the author discusses various aspects related with the planning and financing of cross-border energy infrastructures with the help of a case study: the North Sea Grid Project. On the basis of the North Sea example, he highlights the importance of adopting a regulatory approach balancing European and Member States' interests as well as of streamlining and expanding the EU financial support to sustainable energy infrastructures.

[www.notre-europe.eu](http://www.notre-europe.eu)  
e-mail: [info@notre-europe.eu](mailto:info@notre-europe.eu)