



Graphisme, illustration et mise en page  
© 2017 Henri Le Forestier  
<http://www.jelldesign.com>  
Photo couverture Santiago Olivas  
<https://netivist.org>

*« C'est un bon moment pour être actif dans la recherche sur les marchés européens de l'électricité où les années se suivent mais ne se ressemblent pas.*

*Progressivement, les mutations profondes engagées depuis plusieurs années laissent pourtant paraître les premiers contours du futur du secteur. »*

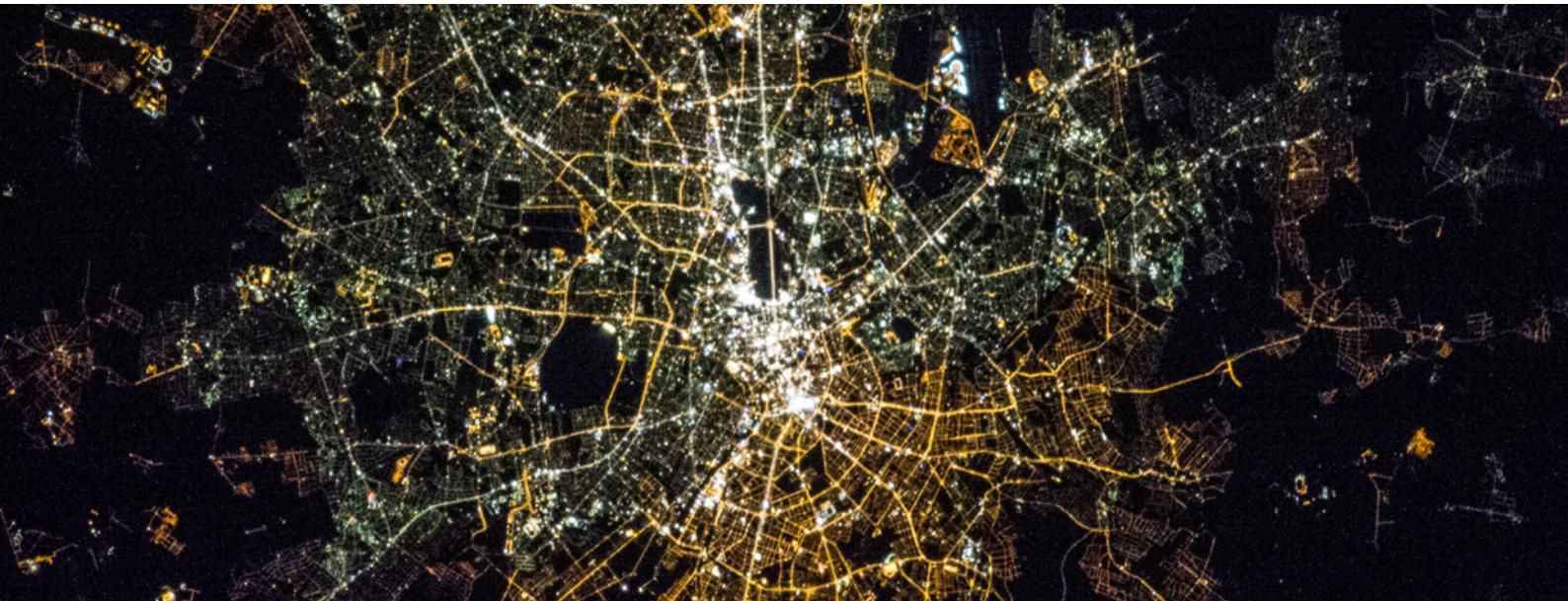
Jan Horst Keppler  
Directeur scientifique de la CEEM

---

# TABLE DES MATIÈRES

---

LE MOT DU DIRECTEUR SCIENTIFIQUE .....	5
LA CEEM EN BREF .....	7
BILAN DES ACTIVITÉS CEEM 2012-2017, EN BREF .....	9
GOUVERNANCE ET FONCTIONNEMENT DE LA CEEM .....	10
ACTUALITÉS 2016 DE LA CEEM .....	13
I. Recherche .....	13
II. Production scientifique .....	18
III. Conférences scientifiques .....	22
IV. Séminaires de recherche internes .....	30
V. Séminaire de Recherches en Économie de l'Énergie de Paris-Sciences-Lettres .....	33
PLUS D'INFORMATIONS SUR LA CEEM .....	40
ANNEXE 1: EDITORIAL - SPECIAL SECTION: TOWARDS HYBRID MARKET REGIMES IN THE POWER SECTOR .....	41
ANNEXE 2: BILAN DÉTAILLÉ DES MANIFESTATIONS ET DES PUBLICATIONS DES AXES DE RECHERCHE DE LA CHAIRE EUROPEAN ELECTRICITY MARKETS (CEEM), 7/2012 – 3/2017 .....	46
CONTACT CEEM .....	51



# LE MOT DU DIRECTEUR SCIENTIFIQUE

C'est avec grande fierté que je vous soumets en tant que Directeur scientifique de la Chaire European Electricity Markets (CEEM) à l'Université Paris-Dauphine notre rapport des activités 2012-2017. Ce rapport permet de fournir une vue d'ensemble de nos activités dans les trois domaines, recherche, débat et formation. Soutenus par nos partenaires Réseau de Transport d'Électricité (RTE), Électricité de France (EDF), European Power Exchange (EPEX Spot) et le Groupe Caisse des Dépôts (CDC), nous avons surtout pu conduire durant ces cinq premières années d'existence de la CEEM, un programme de recherche ambitieux sur les mutations et les défis qui ont confronté les marchés européens de l'électricité. L'activité principale de la CEEM était la recherche sur les market designs capables de garantir la soutenabilité de l'investissement à long terme et la sécurité des approvisionnements électriques dans le cadre des transitions énergétiques en France et en Europe visant la décarbonation de la production électrique. Dans des marchés électriques en mutation rapide, cette orientation de recherche impliquait également l'étude de l'évolution des prix électriques, des infrastructures de transport et de distribution, les défis de l'intégration des énergies renouvelables variables ou encore des business models du secteur électrique de demain.

D'octobre 2012, date de lancement de la Chaire, à mars 2017, la CEEM a ainsi publié 26 Working Papers de ses chercheurs dans le cadre de son programme d'incitation à la recherche. De ces 26 Working Papers, dix ont par la suite été acceptés et publiés dans des revues à comité de lecture prestigieuses, dont trois dans *The Energy Journal*, deux en *Energy Economics* et trois en *Energy Policy*. Un symposium avec cinq papiers issus de la conférence CEEM sur le Target Model 2.0 en juillet 2015 a été récemment publié dans *Energy Policy*<sup>1</sup>. Ces publications portent toutes la mention du soutien de la CEEM et de ses partenaires et ont contribué à une reconnaissance internationale croissante de la recherche en matière d'énergie à l'Université Paris-Dauphine.

La production, le transport et la fourniture d'électricité sont des activités industrielles situées au cœur de la société. Les sujets évoqués suscitent donc toujours des

prises de positions passionnées et une forte demande sociale de clarification et d'orientation. La recherche scientifique proprement dite était donc en permanence accompagnée d'un programme complémentaire de conférences et séminaires permettant le débat et la dissémination des résultats de recherche. Sur la période 2012-2017, la CEEM a organisé 28 conférences ou séminaires scientifiques internationaux ainsi que 10 séminaires de recherche internes pour un cercle de chercheurs plus spécialisés qui donnaient une tribune notamment à de jeunes chercheurs et doctorants venant des meilleurs centres européens. La CEEM a également contribué à la tenue de 35 séminaires de recherche PSL en économie de l'énergie dont elle est partie prenante.

Un troisième volet des activités de la CEEM comme institution universitaire, était la formation de doctorants et de jeunes chercheurs. Depuis 2012, les chercheurs habilités de la CEEM ont donc encadré huit thèses de doctorat en économie des marchés électriques à l'Université Paris-Dauphine dont les premières ont été récemment soutenues. La CEEM a également employé



1. Voir Annexe 1: Editorial - Special Section: Towards Hybrid Market Regimes in the Power Sector.



successivement six assistants de recherche sur différents projets, dont certains ont donné résultat à des papiers publiés dans des revues à comité de lecture. L'objectif dans ce domaine est de contribuer à l'émergence d'une nouvelle génération de chercheurs européens en économie des systèmes électriques.

Depuis 2012, la CEEM s'est établie dans le paysage français comme un des lieux de recherche et d'échange sur les enjeux des marchés électriques qui comptent. Elle est désormais aussi connue à l'international, en partie grâce à la participation régulière de ses doctorants à des colloques et conférences internationaux. À moyen terme, la CEEM vise à devenir un lieu de recherche de référence également au niveau européen pour peser dans les débats sur la politique européenne de l'énergie. Un colloque de la CEEM, organisé à l'Université Paris-Dauphine le 30 janvier 2017 sur le Winter Package de la Commission, qui constitue l'ébauche d'un 4e paquet législatif en matière d'énergie, fournissait le modèle d'un tel dialogue avec les instances européennes permettant d'enrichir les schémas proposés avec des recommandations réfléchies, nourries à la fois des réalités industrielles et, des recherches scientifiques.

Ce rapport des activités 2012-2017 de la CEEM tombe à point nommé. En plein dans les discussions autour du renouvellement de sa convention de partenariat et de son nouveau projet scientifique pour la période 2017-2022, la CEEM souhaite, dans ce nouveau cycle, des compétences encore plus approfondies sur un certain nombre de questions de recherche (par exemple les mécanismes de capacité, le développement et la tarification des réseaux ou encore la valorisation de la flexibilité) avec un profil méthodologique encore plus marqué et ancré dans la recherche économique. C'est un bon moment d'être actif dans la recherche sur les marchés européens de l'électricité où les années se suivent mais ne se ressemblent pas. Progressivement, les mutations profondes engagées depuis plusieurs années laissent pourtant paraître les premiers contours du futur du secteur. Solidement basée sur les acquis de ces derniers cinq ans,

la CEEM se prépare avec ses chercheurs et ses partenaires, RTE, EDF, EPEX Spot et le Groupe Caisse des Dépôts, pour continuer d'accompagner aussi dans les prochains cinq ans toutes les parties prenantes dans l'étude et la compréhension du nouveau monde électrique.

Paris, mars 2017  
Jan Horst Keppler  
Directeur scientifique de la CEEM

---

## LA CEEM 2012-17 EN CHIFFRES

13

Publications dans des  
revues à comité  
de lecture

28

Conférences  
et Séminaires  
Internationaux

26

Working Papers

35

Séminaires de  
recherche PSL  
en économie de  
l'énergie

10

Séminaires de  
recherche internes

# LA CEEM EN BREF

La Chaire European Electricity Markets (CEEM) est un projet collectif qui s'inscrit dans un écosystème dauphinois incluant le Centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières (LEDA-CGEMP), l'équipe du master Énergie, finance, carbone (EFC) et ses étudiants, ainsi que les chaires dauphinoises Économie du climat et finance & développement durable. Elle a la triple vocation :

1. De réaliser un programme de recherche académique ambitieux ;

2. D'offrir un forum d'échanges pour experts universitaires, acteurs industriels et parties prenantes ;
3. De contribuer à la formation des futurs cadres des entreprises du secteur de l'électricité.

La CEEM de l'Université Paris-Dauphine est née du partenariat conclu entre l'Université Paris-Dauphine, la Fondation partenariale Paris-Dauphine et quatre partenaires fondateurs : Réseau de Transport d'Électricité (RTE), Électricité de France (EDF), EPEX Spot et Union Française d'Électricité (UFE).

## L'équipe



Jan Horst Keppler, Directeur scientifique de la CEEM et professeur d'économie à l'Université Paris-Dauphine, est responsable de l'organisation de la Chaire dans son ensemble et de ses activités de recherche.



Fatoumata Diallo,  
Coordinatrice de  
la CEEM



Anna Creti, professeur d'économie à l'Université Paris-Dauphine, est responsable de l'axe 1 de recherche CEEM depuis octobre 2013 : La formation des prix sur les marchés européens de l'électricité en articulation avec les marchés contingents.



Dominique Finon, Conseiller scientifique de la CEEM, est responsable de l'axe 2 de recherche CEEM : L'organisation, le changement structurel et la régulation des marchés électriques en Europe.

Patrice Geoffron, professeur d'économie à l'Université Paris-Dauphine, est responsable de l'axe 3 de recherche CEEM : Le transport, la distribution, la demande.





## Les chercheurs de la CEEM

Marie Bessec, Chercheuse

Charlotte Boureau, Chercheuse junior

Régis Bourbonnais, Chercheur

Mauricio Cepeda, Chercheur junior

Cédric Clastres, Chercheur

Alexandre Coquentin, Chercheur junior

Anna Creti, Responsable de l'axe 1 de recherche CEEM

Michel Cruciani, Chercheur

Guillaume Dezobry, Chercheur

Dominique Finon, Responsable de l'axe 2 de recherche CEEM

Patricia Van Horn Florin, Chercheuse

Julien Fouquau, Chercheur

Patrice Geoffron, Responsable de l'axe 3 de recherche CEEM

Frédéric Gonand, Chercheur

Stéphane Goutte, Chercheur

Morwenna Guichoux, Chercheuse junior

Jan Horst Keppler, Directeur scientifique de la CEEM

Seungman Lee, Doctorant de la CEEM

Yannick Le Pen, Chercheur

Yuanjing Li, Chercheuse junior

William Meunier, Chercheur junior

Alexis Paskoff, Assistant de recherche CEEM

Marie Petitet, Chercheuse junior

Thao Pham, Chercheuse junior

Sébastien Phan, Chercheur junior

Fabien Roques, Chercheur

María-Eugenia Sanin, Chercheuse

Charlotte Scouflaire, Doctorante CEEM

Antoine Verrier, Doctorant CEEM

Manuel Villavicencio, Doctorant CEEM

Julie Hyun Jin Yu, Chercheuse junior

# BILAN DES ACTIVITÉS CEEM 2012-2017 EN BREF

Voir Annexe 2: Bilan détaillé des manifestations et des publications des axes de recherche de la CEEM, 7/2012 – 3/2017.

Depuis la signature en juin 2012 de la première convention partenariale garantissant un financement sur cinq ans, la Chaire European Electricity Markets (CEEM) à l'Université Paris-Dauphine, a su s'établir dans le paysage français comme un lieu de discussions et de recherche sur les enjeux liés aux marchés d'électricité. Même si la CEEM ne s'est pas encore imposée comme une référence incontournable dans le débat européen, elle commence à être reconnue comme un centre de recherche compétent sur la réforme du market design des marchés européens, notamment sur les questions de l'investissement dans de nouvelles capacités garantissant la sécurité des approvisionnements et la décarbonisation du système et le défi de l'intégration des énergies renouvelables variables.

Dans le cadre de son projet scientifique pour la période 2017-2022, la CEEM souhaite dans un deuxième cycle de cinq ans développer à la fois une compétence plus approfondie sur des questions de recherche plus spécifiques et un profil méthodologique plus marqué. Articulée à cet objectif, elle aura l'ambition de former de jeunes chercheurs dont certains sont aujourd'hui doctorants avant de devenir des chercheurs universitaires ou CNRS ou de bons experts dans le domaines des marchés électriques européens. Un bref bilan des premiers cinq ans du fonctionnement de la CEEM permet de montrer que les bases pour atteindre de tels objectifs ont été posées (voir également le bilan 2012-17 détaillé en annexe 2).

## Chiffres-clés de la CEEM

28 Conférences scientifiques

10 Séminaires de recherche internes

35 Participations aux Séminaires de recherche en économie de l'énergie de Paris-Sciences-Lettres

26 Working Papers

11 Publications de Chercheurs de la CEEM dans des revues spécialisées de l'énergie avec 3 publications dans The Energy Journal, 2 dans Energy Economics et 3 dans Energy Policy

8 Thèses soutenues par la CEEM

6 Assistants de recherche

## Événements en 2012-17

Sur les premiers cinq ans de sa première période, la CEEM a organisé 28 conférences ou séminaires scientifiques dont la conférence internationale sur le Target Model 2.0 les 8 et 9 juillet 2015, et 10 séminaires de recherche internes pour un cercle de chercheurs plus spécialisés. La CEEM a également contribué à la tenue de 35 séminaires de recherche PSL en économie de l'énergie dont elle est partie prenante.

## Recherche en 2012-17

Sur les premiers cinq ans de sa première période, la CEEM a publié 26 articles de ses chercheurs en tant que Working Papers, dont 17 ont été préparés dans l'axe 2 « Market design et régulation ». Parmi ces 26 Working Papers, dix ont par la suite été acceptés et publiés dans des revues à comités de lecture, dont trois dans l'Energy Journal, deux dans Energy Economics et trois dans Energy Policy. Un symposium avec cinq papiers issus de la conférence Target Model 2.0 a été récemment publié dans la revue Energy Policy. Toutes ces publications portent évidemment la reconnaissance du soutien de la CEEM et de ses partenaires.

## Formation en 2012-17

Sur les premiers cinq ans de sa première période, la CEEM a encadré et soutenu huit thèses de doctorat en économie des marchés électriques à l'Université Paris-Dauphine dont les premières ont été récemment soutenues. La CEEM a également employé successivement six assistants de recherche sur différents projets. La question reste posée si les doctorats réalisés dans le cadre de la CEEM sont suffisants pour atteindre un niveau de maturité scientifique et professionnelle pour constituer le réservoir de futurs cadres et experts de haut niveau souhaité par ses partenaires. C'est un aspect auquel le projet de la deuxième période devra porter une attention particulière.

Dans le cas de la CEEM, ce bilan est certes une source de satisfaction mais surtout une indication pour définir la bonne stratégie pour encore mieux atteindre les objectifs définis dans le projet scientifique de la deuxième période. Dans ce projet, la CEEM et son équipe ne commencent pas de zéro mais avec le capital relationnel, réputationnel et intellectuel solide qui a été bâti dans la première période.

# GOUVERNANCE ET FONCTIONNEMENT DE LA CEEM

## Préambule

La Chaire European Electricity Markets (CEEM) est une chaire de recherche économique à l'Université Paris-Dauphine dont l'activité principale est la recherche sur la décarbonation de la production électrique et la soutenabilité de l'investissement à long terme dans le cadre des transitions énergétiques en France et en Europe. La CEEM ne se fonde ni sur le mécénat désintéressé, ni sur le financement d'une recherche répondant à des impératifs industriels mais sur l'ambition partagée entre partenaires industriels et chercheurs universitaires de répondre à une demande sociale exprimée autant du côté des producteurs et consommateurs, que du côté grand public et monde politique et associatif. Cette demande sociale vise à mieux comprendre les enjeux de la mutation actuelle du système électrique et à offrir des perspectives d'un approvisionnement en électricité sûr, soutenable et économiquement efficace. Au quotidien, la CEEM est aidée dans cette tâche par le dialogue et l'échange avec ses partenaires, RTE, EDF, EPEX Spot et le Groupe Caisse des Dépôts, qui, tous, expriment le besoin de dialoguer avec le monde universitaire à hauteur de vue pour alimenter leurs réflexions stratégiques. L'échange régulier comme les collaborations ponctuelles sur des questions de recherche précises avec ses partenaires resteront un trait essentiel du fonctionnement de la CEEM.

La gouvernance actuelle de la CEEM composée du Comité de pilotage, du Conseil scientifique et du Comité de validation fonctionne bien. Le choix stratégique de s'associer à la Fondation Paris-Dauphine plutôt qu'à la Fondation Europlace a été le bon, car il porte ses fruits au quotidien à travers une coopération étroite et confiante entre les équipes de la Fondation et celles

de la CEEM. Le partage des responsabilités entre les différentes instances de gouvernance est aujourd'hui bien compris et l'interaction des uns avec les autres bien établie, responsabilités respectives que l'on rappelle ci-dessous.

## Comité de pilotage

Le Comité de pilotage (CoPil) est l'organe directeur de la CEEM. Il fixe les orientations stratégiques de la CEEM, valide son budget prospectif et contrôle les dépenses. Fixée par la Convention partenariale, sa composition inclut le Directeur scientifique de la CEEM, les représentants des partenaires, un 2e enseignant-chercheur de l'Université Paris-Dauphine, un représentant de la Fondation Paris-Dauphine, le Conseiller scientifique de la CEEM et deux personnalités qualifiées extérieures. Le Comité de pilotage se réunit deux fois par an.

En 2016, conformément à la Convention de partenariat, 2 réunions du CoPil ont été effectuées en avril et novembre.

*« L'activité principale est la recherche sur la décarbonation de la production électrique et la soutenabilité de l'investissement à long terme dans le cadre des transitions énergétiques en France et en Europe. »*

## Membres du Comité de pilotage

- **Jan Horst Keppler**  
Directeur scientifique CEEM et Président du CoPil
- **Thomas Veyrenc**  
Directeur Marchés et Régulations, RTE
- **Cédric Léonard**  
Responsable, Pôle Études Économiques, Département Marchés, RTE
- **Patrice Bruel**  
Directeur Régulation, EDF
- **Marc Bussieras**  
Directeur Stratégie Groupe, EDF
- **Jean-François Conil-Lacoste**  
Président du Directoire, EPEX Spot
- **Vincent Pichon**  
Directeur, Département de la Stratégie, Groupe Caisse des Dépôts (CDC)
- **Patrice Geoffron**  
Professeur d'économie, Université Paris-Dauphine
- **Sandra Bouscal**  
Directrice de la Fondation Paris-Dauphine,  
Université Paris-Dauphine
- **Jean-Arnold Vinois**  
Directeur honoraire de la Commission européenne,  
Conseiller spécial de Commissaire (sans droit de vote)
- **Alfred Voss**  
Président du Conseil scientifique de la CEEM, Institute for Energy Economics , University of Stuttgart (sans droit de vote)
- **Dominique Finon**  
Conseiller scientifique CEEM, et CIRED-CNRS  
(Observateur)

## Conseil scientifique

Le Conseil scientifique de la CEEM est composé notamment de cinq chercheurs confirmés en économie des systèmes électriques. Le Président du Conseil scientifique siège en tant que personnalité extérieure qualifiée dans le Comité de pilotage. Le Conseil scientifique se réunit une fois par an. À travers son regard indépendant sur les activités de la CEEM, le Conseil scientifique permet un « benchmarking » international

et donne de nouvelles impulsions en matière de recherche. Sur les premiers cinq ans d'existence de la CEEM, ce Conseil a été une source d'idées importantes pour proposer et valider des thèmes de recherche. Pour la période 2017-2022, un renouvellement de sa composition et une rationalisation de son mode de fonctionnement seront cependant à prévoir.

En 2016, aucune réunion du conseil scientifique n'a été tenue pour des raisons d'agendas.

## Composition actuelle du Conseil scientifique

- **Jan Horst Keppler**  
Directeur scientifique de la CEEM
- **Prof. Alfred Voss**  
Président du Conseil scientifique de la CEEM, Institute for Energy Economics (University of Stuttgart)
- **Prof. William D'Haeseleer**  
University of Leuven Energy Institute
- **Prof. David Newbery**  
Electricity Policy Research Group (Cambridge University)
- **Prof. John Parsons**  
Centre for Energy and Environmental Policy Research (MIT)
- **Prof. Jacques Percebois**  
CREDEN (Université de Montpellier)
- **Anna Creti**  
Responsable de l'axe de recherche 1 CEEM
- **Dominique Finon**  
Responsable de l'axe de recherche 2 CEEM
- **Patrice Geoffron**  
Responsable de l'axe de recherche 3 CEEM

## Comité de validation

Le Comité de validation de la CEEM décide de l'acceptation des Working Papers, ainsi que des articles scientifiques n'ayant pas fait auparavant l'objet d'un Working Paper, préparés par les chercheurs de la CEEM dans le programme d'incitation à la recherche de la

CEEM. Chaque « papier candidat » est envoyé aux membres du Comité de validation, une première fois pour commentaires, et après intégration des éventuels commentaires, une deuxième fois pour validation. Le Comité de validation est saisi par voie électronique chaque fois qu'une nouvelle production scientifique est soumise à candidature au programme d'incitation à la recherche. Depuis 2013, le Comité a validé 26 Working Papers dont 10 ont par la suite été publiés dans des revues à comité de lecture

## Les membres actuels du Comité de validation

- **Jan Horst Keppler**  
Directeur scientifique de la CEEM
- **Thomas Veyrenc**  
Directeur Marchés et Régulations, RTE
- **Cédric Léonard**  
Responsable, Pôle Études Économiques, Département Marchés, RTE
- **Marc Bussieras**  
Directeur Stratégie Groupe, EDF
- **Audrey Mahuet**  
Head of Market Design and Customer Relations, EPEX Spot
- **Vincent Pichon**  
Directeur, Département de la Stratégie, Groupe Caisse des Dépôts (CDC)
- **Dominique Finon**  
Conseiller scientifique CEEM, et CIRED-CNRS
- **Patrice Geoffron**  
Directeur CGEMP, Université Paris-Dauphine
- **Yannick Le Pen**  
Maître de Conférences, Université Paris-Dauphine

## Fondation Paris-Dauphine

La Fondation Paris-Dauphine gère tous les aspects juridiques et financiers de la CEEM. Elle est le troisième partenaire de la convention tripartite qui lie les partenaires de la CEEM et l'Université Paris-Dauphine qui inclut la Fondation Paris-Dauphine. En dehors des enseignants-chercheurs dauphinois, les employés de

la CEEM (coordinatrice, assistants de recherche) sont juridiquement des employés de la Fondation Paris-Dauphine. La CEEM en tant que telle n'a pas d'existence juridique en tant qu'employeur.

## Partenaires et budget

La composition actuelle des partenaires, avec RTE et EDF comme partenaires seniors et EPEX Spot et le Groupe Caisse des Dépôts comme partenaires juniors, est considérée bien équilibrée. Actuellement il n'existe pas de projet d'intégration de nouveaux partenaires. Si une évolution de la composition des partenaires devait s'avérer nécessaire à un point ultérieur, une telle initiative ne serait prise qu'après délibération avec les partenaires existants.

Le volume des contributions annuelles des partenaires pour le fonctionnement de la CEEM permet le développement d'un ensemble cohérent d'activités. Cependant le budget demande quelques arbitrages. Notamment, le budget actuel ne permet pas le développement et la maintenance d'un modèle complet des marchés électriques européens propre à la CEEM dans la durée, même si les premiers efforts dans le cadre de thèses à la CEEM sont prometteurs. L'exploration de coopérations possibles dans ce domaine sera donc une priorité dans la période 2017-22.



## Fonctionnement interne

La structure interne de la CEEM autour d'un directeur scientifique, un conseiller scientifique, trois responsables d'axe et une coordinatrice a bien fonctionné. Cette structure a cependant vocation à évoluer en fonction des nouvelles priorités scientifiques de la période 2017-2022, notamment sur la nature et le nombre des axes de recherche ou des initiatives à mener.

La CEEM associe aujourd'hui à différents niveaux une vingtaine de chercheurs sur les marchés européens de l'électricité. L'association d'un chercheur implique notamment une collaboration à des degrés divers sur le plan des événements organisés par la CEEM et de la participation au programme de rachat de droits d'auteurs de la CEEM pour les Working Papers et publications dans des revues à comité de lecture. Cette construction a fait ses preuves et continuera dans la prochaine période.

# ACTUALITÉS 2016 DE LA CEEM

## I. RECHERCHE

### A. Thèses

#### Long-Term Dynamics of Investment Decisions in Electricity Markets with Variable Renewables Development and Adequacy Objectives

Doctorante : Marie Petitet

Directeurs : Dominique Finon et Jan Horst Keppler

#### Mots-clés

Marchés électriques, Investissements, énergies renouvelables, adéquation de capacité, modélisation en *System Dynamics*.

Débutée en octobre 2013, cette thèse porte sur les décisions d'investissement privées dans la production d'électricité. Plus précisément, les travaux s'intéressent à estimer la sensibilité du mix de production à l'architecture de marché. Pour cela, un modèle utilisant l'approche en *System Dynamics* a été développé. Cet outil permet de simuler l'évolution du parc de production sur plusieurs dizaines d'années, en représentant les décisions d'investissement réalisées sur la base d'une estimation de rentabilité des différentes technologies, en fonction des anticipations futures d'un investisseur privé représentatif.

Cette troisième année de thèse a permis de terminer les travaux de recherche et de rédiger le manuscrit. La thèse a été soutenue le 29 novembre 2016 à l'Université Paris-Dauphine.

#### Travaux réalisés au cours de la 3ème année

La comparaison d'un mécanisme de capacité avec les architectures *energy-only* avec ou sans prix plafond a été approfondie en ajoutant une modélisation de l'aversion au risque. Pour cela, une fonction d'utilité est introduite et utilisée dans la représentation de la prise de décision, ainsi que dans la modélisation des offres

sur le marché de capacité. Une première étude a été réalisée avec cette modélisation et présentée lors de la conférence *European Energy Market* :

Petitet, M., 2016. Effect of Risk Aversion on Investment Decisions in Electricity Generation: What Consequences for Market Design? In Proceedings of the 13th international conference on the European Electricity Market (EEM), Porto.

#### Résumé de la thèse

Les marchés électriques libéralisés sont supposés assurer la coordination de long-terme des investissements afin de garantir sécurité d'approvisionnement, viabilité et compétitivité. Dans le modèle de référence *energy-only*, la tarification au coût marginal des marchés électriques fournit un signal prix pour les investisseurs. Cependant, en pratique, ce modèle est remis en question quant à sa capacité à déclencher des investissements dans les technologies bas-carbone et en particulier les énergies renouvelables (EnR) et quant à sa capacité à garantir la sécurité d'approvisionnement.

Après avoir caractérisé ces défaillances de marché, cette thèse s'intéresse à différentes solutions en s'appuyant sur un modèle en *System Dynamics* développé afin de simuler les investissements dans les marchés électriques. Les résultats montrent que le remplacement des mécanismes de support hors marché par des investissements par le marché avec l'aide d'un prix du carbone apparaît comme une solution pour déclencher le développement des EnR à condition d'un engagement politique fort en faveur d'un prix du carbone élevé. Il apparaît aussi que le marché *energy-only* avec des prix plafonnés ne parvient pas à assurer l'adéquation de capacité dans un contexte de marchés électriques matures avec des centrales thermiques conventionnelles faisant face à des scénarios de transition énergétique. L'ajout d'un marché de capacité ou la suppression du plafond de prix permettent une amélioration en termes de nombre d'heures de délestage et de bien-être collectif. En considérant deux scénarios de transition énergétique et plusieurs hypothèses sur l'aversion au risque des investisseurs, le marché de capacité apparaît comme le meilleur choix pour le régulateur parmi les architectures de marché considérées.

---

## Analyzing the Optimal Development of Electricity Storage in Electricity Markets with High RES-E Shares

Doctorant: Manuel Villavicencio

Directeurs: Jan Horst Keppler et Dominique Finon

Le début de la troisième année de thèse s'est poursuivi avec la présentation d'un modèle mathématique pour l'optimisation des investissements dans le secteur électrique dans le cadre de l'école d'automne INFRATRAIN - "Advanced Electricity Sector Modeling" à la Berlin University of Technology (TUB) en Octobre 2015. Les remarques se sont concentrées autour du dimensionnement des besoins de flexibilité du système et de la prise en compte d'une manière simplifiée d'autres sources de flexibilité qui viendraient concurrencer et/ou compléter les investissements dans des unités de stockage d'électricité (hydroélectricité, pilotage de la demande et des interconnexions). Tout ceci a défini la suite des travaux de cette troisième année.

En ce qui concerne le dimensionnement des besoins de flexibilité, il s'agit de l'intégration des critères de fiabilité de manière proportionnelle au volume de génération incertaine ajouté dans le système (De Vos, K. et al., Hirth & Ziegenhagen, Stiphout et al.). Donc, un nouveau module d'équilibre de la réserve secondaire (FRR) a été développé en utilisant la probabilité des écarts offre-demande, qui prend les erreurs de prévision des EnR intermittentes pour dimensionner les quatre types de FRR.

Parallèlement, l'essor des concepts de management actif de la demande pose la question de son impact sur le développement du parc électrique optimal. Pour prendre en compte cet effet, le développement d'un module de DSM basé sur la formulation de Zerranh and Schill (2015) a été ajouté au modèle. Cette formulation comprend deux gisements différents de flexibilité de la demande : des services d'effacement et de rapport de la demande ont été ajoutés lors de l'optimisation du parc. L'aboutissement de ces travaux a donné lieu à la présentation du papier intitulé "Planning Capacity Investments and Flexibility Assets: An Investment Model Integrating the Short-Term Requirements with the Long-Run Dynamics", au cours du séminaire de recherche de la CEEM en date du 12 avril 2016 portant sur *Power Markets with High Share of Variable Renewables: Analytical Tools for Studying Efficient Adaptations*.

Conjointement, les efforts de raffinement du modèle se sont poursuivis. C'est le cas de la représentation des centrales hydrauliques de réservoir : l'hypothèse sur le facteur de capacité annuel a été levée pour adopter une approche basée sur les seuils de production hebdomadaire, ce qui permet de prendre en compte les

apports pluviométriques historiques ainsi que les seuils critiques du niveau du stock pour optimiser la production du parc hydraulique. Les résultats des expériences effectuées ont été montrés lors de la conférence annuelle de l'association d'économistes de l'énergie suédois (SAEE) en Août 2016.

Ces différents modules du modèle ont été développés dans le cadre d'un *Working Paper* de la Chaire EEM publié en février 2017, intitulé "*A Capacity Expansion Model Dealing with Balancing Requirements, Short-Term Operations and Long-Run Dynamics*". Un deuxième papier sur l'analyse approfondie du parc électrique français est envisagé. Il s'agit d'effectuer des études paramétriques pour mettre en évidence le coût et la faisabilité des objectifs de développement des énergies renouvelables, et au même temps, déterminer des recommandations de politique énergétique en matière d'investissement sur des moyens de flexibilité, ce qui conclurait l'étude de la valeur publique-privée du stockage, mais de manière plus générale, éclaircirait le coût de la flexibilité dans des contextes de forte intégration des renouvelables intermittentes.

---

## Capacity Remuneration Mechanisms: Analytical Assessment of Current Experiences and Lessons Learned for Future Market Designs

Doctorante : Charlotte Scouflaire

Directeur : Jan Horst Keppler

Alors que de plus en plus d'observateurs mettent en doute la faculté des marchés de l'électricité *energy only*<sup>1</sup> à assurer un certain niveau de sécurité d'approvisionnement, les mécanismes de rémunération de la capacité apparaissent comme une possible solution par les autorités. En effet, le climat morose d'investissement et les nombreuses annonces de *mothballing* de ces dernières années laissent à penser que la rémunération offerte par les marchés *energy only* n'est pas suffisante pour assurer une capacité optimale dans le système. Bien que la sécurité d'approvisionnement soit un objectif politique affiché, il s'agit aussi d'un bien public. Sa valeur est donc difficile à mesurer.

Alors même que la discussion sur la rémunération de la capacité s'intensifie, les publications académiques s'attachent principalement à étudier la nécessité des mécanismes de rémunération de la capacité. Peu nombreux sont ceux qui cherchent à analyser les expériences existantes afin de pouvoir capitaliser sur celles-ci lors de la construction de futurs mécanismes.

1. Qui rémunèrent les centrales uniquement en fonction de leur production.

La thèse *Capacity Remuneration Mechanisms : Analytical Assessment of Current Experiences and Lessons Learned for Future Market Design* vise à estimer empiriquement les effets de la mise en œuvre des mécanismes de capacités sur les marchés de l'énergie. La première année a été consacrée à l'étude des mécanismes existants afin de créer une vision globale des choix qui ont été faits dans le domaine. Si l'on observe une grande hétérogénéité des mécanismes depuis le début des années 1990, cette dernière décennie fait montre d'un certain phénomène de convergence en termes de conception des mécanismes de capacité. La quasi-totalité des nouveaux mécanismes de capacité présente une période *forward* ainsi qu'une participation de l'ensemble de producteurs et consommateurs, favorisant ainsi la transparence du marché. Par ailleurs, une étude économétrique transnationale sur l'effet de la mise en œuvre d'un mécanisme de capacité sur les prix au consommateur industriel a été commencée. Les résultats donnent une première intuition sur la relation existante entre mécanismes de capacité et prix finaux. En effet, les prix du marché de l'électricité vont refléter l'effet direct de l'ajustement de la capacité disponible alors que les consommateurs finaux non régulés (consommateurs industriels) se verront répercuter à la fois la variation du prix de marché et le coût du mécanisme lui-même. L'introduction d'un mécanisme de capacité semble être corrélée avec une hausse des prix au consommateur industriel. Le coût du CRM porté par les consommateurs finaux n'est donc pas compensé par la baisse des prix de marchés comme l'indique la théorie. Les consommateurs paient donc pour le supplément de sécurité d'approvisionnement dont ils bénéficient. Cependant, l'effet semble être plus important lorsqu'il s'agit d'un mécanisme de court terme que pour un mécanisme *forward*, justifiant ainsi empiriquement la préférence récente des systèmes pour ce type de mécanisme. L'objectif pour 2017 est de confirmer ces résultats et d'approfondir l'analyse afin de mettre en évidence des effets surplus. Il s'agira de mieux connaître les coûts et bénéfices réels des mécanismes de capacité pour les différentes catégories d'agents.

## Évaluation du potentiel économique des effacements de la demande avec considération des préférences des consommateurs : Une quantification sur le marché électrique en France

Doctorant : Antoine Verrier

Directeur : Jan Horst Keppler

### Contexte et question de recherche

Depuis les réformes de libéralisation de l'industrie électrique, l'échange du bien « électricité » est en partie régulé par une structure de marchés compétitifs ; or comme le précisent (Finon et al. 2009), les hypothèses théoriques garantissant l'efficacité de ces marchés ne sont pas vérifiées dans le cas de l'électricité. C'est pourquoi économistes et décideurs publics travaillent ensemble sur l'une des sources de ces inefficacités : la demande d'électricité et ses deux défauts structurels (Stoft 2002). Ces efforts sont renforcés par les acteurs industriels qui voient dans les *effacements de la demande* un business en devenir. Il faut noter que ces industriels sont multisectoriels, ce qui implique que les *business models* des acteurs économiques liés aux activations des effacements sur les marchés de l'électricité sont encore en phase de réflexion. Cependant ce sujet n'est pas central à notre projet de recherche. Nous faisons donc l'hypothèse qu'un acteur prendra en charge l'activation des effacements sur les marchés : *l'agréinateur*. Son rôle est d'établir le lien entre consommateurs et marchés de gros en incitant les consommateurs à s'engager dans des actions d'effacements selon des termes explicités dans un contrat. Notre projet de recherche questionne la viabilité économique d'un agréinateur d'effacements : *Les revenus de marchés sont-ils suffisants pour couvrir les coûts d'investissement de l'infrastructure (smart meters essentiellement) nécessaires à la mise en place de ce dispositif ?*

### Contribution

Notre projet de recherche évalue le potentiel économique des effacements en tenant compte simultanément des éléments suivant :

- **Contraintes du contrat d'effacement**, c'est-à-dire contraintes techniques liées à la nature de la charge/du procédé effacé, et contraintes liées aux préférences des consommateurs
- **Impact des effacements sur les prix de marché**
- Maximisation des profits de l'agréinateur sous incertitude de la demande résiduelle

Une étude de cas est réalisée sur le système électrique français.

## Résultats et travaux àachever

En France, les données de marchés actuelles ne permettent d'entrevoir une rentabilité des effacements que sur les secteurs industriels. Sur l'industrie intensive en énergie, les profits bruts annuels moyens s'étalement de 650€/MW/an (Ciment et Papier) à 5 500€/MW/an (Chimie). Selon (Steurer et al. 2015) le coût annuel fixe des infrastructures est évalué entre [120 ; 830] €/MW/an. Le secteur tertiaire, en utilisant le potentiel de la climatisation, fait un profit annuel brut de 0€/MW/an en moyenne. Notre interprétation est que le facteur technique empêche cette source d'effacement d'être valorisée par le marché : la climatisation, active uniquement durant les mois chauds, n'est pas nécessaire à un système dimensionné pour répondre à la pointe hivernale. Le secteur résidentiel réalise un profit moyen de 90€/MW/an. Ce chiffre implique qu'au maximum un consommateur particulier peut tirer un profit privé allant de 0,27 €/an (pour une puissance installée de 3 kW<sup>2</sup>) à 3,24€/an (puissance installée de 36kW<sup>3</sup>). Selon certaines sources, le coût fixe annuel d'un smart meter est de 25€/meter/an (Léautier 2014). Le potentiel économique des effacements diffus n'est pas réalisable dans cette étude de cas.

Ces résultats sont à consolider, notamment par des analyses de sensibilités sur les paramètres décisifs tels que la valeur de la VoLL et le coût variable d'activation des effacements.

perspectives diverses. En outre, avant de construire « Customer Baseline Load (CBL) » spécifiquement, j'ai vérifié les courbes de durée de charge (load duration curves, LDC) pour le Royaume-Uni, la France et l'Allemagne à l'aide des données disponibles sur le site de ENTSO-E (the European Network of Transmission System Operators for Electricity) afin que je puisse réaliser l'image approximative de la consommation d'électricité dans ces pays.

Au cours de la recherche pour la Chaire European Electricity Markets (CEEM) avec Cédric Clastres (Maître de Conférences au laboratoire PACTE-EDDEN à l'Université Grenoble-Alpes, et Chercheur CEEM) et Patrice Geoffron (Directeur du CGEMP, Professeur d'économie à Dauphine), j'ai pu examiner les données du prix et volume horaire de la consommation d'électricité en France pour l'année 2015 en utilisant les données d'EPEX Spot (the European Power Exchange). De plus, en utilisant les données des appels d'offres d'EPEX Spot, j'ai pu construire les courbes de demande et d'offre pour chaque heure. En réalité, j'ai fait cela pour 8 jours représentatifs pour 2015, 2 jours pour chaque saison et 24 heures pour chaque jour, donc, 8\*24=192 heures représentatives. Avec ce projet de recherche, je pouvais vérifier les élasticités, c'est-à-dire, les fonctions de demande, sans aucun Effacement de consommation—bien sûr, il y avait une petite quantité de l'Effacement de consommation en 2015, comme NEBEF (La Notification d'Échange de Blocs d'Effacement).

Parce que le mécanisme NEBEF en France est très important pour l'étude de cas suivante et l'application de l'Analyse Coût Avantage, j'ai fait des recherches sur le mécanisme NEBEF en détail. Après cela, j'ai mieux compris sa nature et son fonctionnement. En utilisant les données du volume du mécanisme NEBEF en 2015 à partir du site de RTE (Le Réseau de Transport d'Électricité), j'ai construit plusieurs diagrammes et j'ai vérifié le volume et sa configuration tout au long de l'année et de chaque mois.

## The American and European Lessons of Demand-Side Management and Its Market Design for Asian Countries

Doctorant : Seungman Lee

Directeur : Jan Horst Kepller

Afin d'évaluer un programme de l'Effacement de consommation au niveau national ou régional (local), l'Analyse Coût Avantage (CBA) sera utilisée. Auparavant, j'ai étudié les concepts bases et le mécanisme économique de l'Effacement de consommation. En plus, j'ai fait les études de cas de l'Effacement de consommation au niveau des États-Unis, de pays européens tels que le Royaume-Uni et la France, et de la Corée du Sud à travers la revue de la littérature.

Pour les recherches approfondies, cette année j'ai fait la recherche sur la méthodologie, c'est-à-dire l'Analyse Coût Avantage. Je pourrais comprendre les facteurs pour les coûts et les avantages autour d'un programme de l'Effacement de consommation, et les modèles pour les « Four California Tests » qui peuvent mener à des

2. C'est un maximum, puisque la puissance effaçable est inférieure à la totalité de la puissance installée.

3. Idem que note précédente.



## Mes objectifs pour le futur proche

Pour le futur proche, je voudrais approfondir la compréhension de « Customer Baseline Load » afin que je puisse établir un « Customer Baseline Load » approprié dans une situation donnée pour en analyser les conditions. Cependant, je m'attends à rencontrer quelques difficultés pour collecter des données détaillées sur « Customer Baseline Load » et des informations non-agrégées sur le comportement et la consommation de l'utilisateur final de l'électricité.

Afin de procéder à l'Analyse Coût Avantage réelle, j'ai besoin de collecter les données complètes nécessaires pour le calcul dans les modèles des « Four California Tests ». J'ai aussi besoin de construire le meilleur modèle qui puisse représenter le mécanisme de l'Effacement de consommation parmi les acteurs clés du marché de l'électricité. Après avoir établi un volume de consommation référence (Customer Baseline Load) approprié, et élaboré un meilleur modèle pour l'Effacement de consommation, je peux déterminer l'impact de l'Effacement de consommation sur le marché d'électricité, comme la variation du prix et du volume résultant de la mise en œuvre du mécanisme de l'Effacement de consommation électrique.

Une fois que j'aurai compris l'impact du mécanisme de l'Effacement de consommation, je peux mieux évaluer l'efficacité d'un programme de l'Effacement de consommation électrique grâce à l'obtention de meilleures données pour le prix et le volume attendus pour le modèle d'Analyse Coût Avantage.

En outre, sur la base de ces résultat de recherche, je m'attends à ce que je puisse analyser plus en profondeur les changements ou la dynamique du bien-être social avec l'Effacement de consommation comme un test inclus dans « Four California Tests » qui sera utile pour la prise de décision politique sur l'Effacement de consommation et l'énergie.

## B. Assistanat de recherche

### Calcul des rentes des producteurs d'électricité en fonction du mode d'allocation des quotas carbone

Alexis Paskoff : Élève-ingénieur civil, École des Mines de Paris

Stage conventionné du 1er septembre 2016 au 1er mars 2017

Directeur : Jan Horst Keppler

#### Le contexte

Le système électrique européen peine aujourd'hui à retrouver un signal prix cohérent permettant de stimuler l'investissement. Il en va de même pour le marché du carbone qui ne joue pas son rôle dans la transition énergétique européenne.

Or le niveau de prix des quotas carbone a un impact important sur les rentes de l'ensemble des producteurs d'électricité européen (émetteur de CO<sub>2</sub> ou non). En effet le prix d'échange de l'électricité est fixé par la centrale au coût marginal le plus élevé, qui est le plus souvent une centrale émettrice de CO<sub>2</sub>. Le mode d'allocation des quotas de CO<sub>2</sub> aux électriciens a lui aussi une influence sur la répartition de ces rentes entre acteurs intervenant sur les marchés de l'électricité.

#### Le cadre de la recherche

L'objectif de ce travail de recherche est de calculer les revenus des différents acteurs du système électrique en fonction du mode d'allocation des quotas : gratuit ou au travers d'une bourse de quotas.

La première partie du travail consiste à établir un modèle de marché, décrivant les différents producteurs d'électricité ; L'optimisation des paramètres pertinents se faisant sur des données du marché français de l'année 2015 mises à disposition par RTE et EPEX Spot (production et prix horaire, disponibilité des centrales etc...). À partir de ce modèle, il s'agira de calculer les rentes sur le marché européen des différentes classes d'acteurs en fonction du mode d'allocation des quotas.

Le point clé de la modélisation consiste à quantifier l'impact d'une tarification différente du carbone à la fois sur les prix mais aussi sur les volumes échangés. En effet les différentes technologies de production d'électricité ont des intensités en carbone variables : un prix élevé des quotas carbone peut modifier la compétitivité relative des producteurs et donc le bilan des échanges.

## II. PRODUCTION SCIENTIFIQUE

### A. Working Papers

#### Working Papers publiés en 2016

##### "**Hybrid Electricity Markets with Long-Term Risk-Sharing Arrangements: Adapting Market Design to Security of Supply and Decarbonisation Objectives"**

(Revised version submitted to Energy Policy (October 2016)) par Fabien Roques (Associate Professor, CGEMP Université Paris-Dauphine and CEEM Associate Chercheur) et Dominique Finon (CIREN-CNRS Research Director and Scientific Counsellor of the CEEM)

##### Keywords

Electricity market, decarbonisation policy, market design, long-term contracts, low-carbon investment.

*The re-emergence of policy interventionism in electricity markets raises questions as to how market design can best be adapted to meet the investment challenge associated with security of supply (SoS) and decarbonisation objectives. This paper takes an institutionalist approach in terms of modularity of the market design, and reviews the standard historical approach towards competitive markets in order to analyse the roles and interactions of the initial and additional market "modules". We argue that a number of additional modules is required to achieve long-term policy objectives, such as decarbonisation and security of supply (SoS). But these in turn destabilise the initial modules of the market design, in particular through the entry of renewables. We review the international experience with hybrid market design and make a number of policy recommendations as to best practice, as well as suggesting ways in which the initial market modules can be improved to prevent incompatibility with the new modules. The move towards a hybrid market regime, which relies on a combination of planning, long-term risk sharing arrangements and improved markets established in a short-term coordination role, appears to be unavoidable where decarbonisation policies are adopted.*

##### "**Impact of Variable Renewable Production on Electricity Prices in Germany: a Markov Switching Model"**

par Cyril Martin De Lagarde (Doctorant, Université Paris-Dauphine, PSL Research University/ École des Ponts Paris Tech) et Frédéric Lantz (IFP School)

This paper aims to assess the impact of renewable energy source (RES) production on electricity spot prices. We use a two-regime Markov Switching (MS) model that helps to clarify the so-called "merit-order effect" due to wind and solar photovoltaic production, depending on whether the price is high or low. We find that two distinct price regimes are effectively brought to light thanks to an inverse hyperbolic sine transformation that allows negative prices to be dealt with. We also show that these two regimes coincide quite well with two regimes for electricity demand (load). Indeed, when demand is low, prices are low and the merit-order effect is lower than when prices are high, which is consistent with the fact that the inverse supply curve is convex (i.e. has increasing slope). To illustrate this, we computed the mean marginal effects of RES production and load. On average, an increase of 1GW of wind power will decrease the price in regime 1 (resp. 2) by 0.77€/MWh (resp. 1€/MWh). The influence of solar power is slightly weaker, as an extra gigawatt lowers the price by 0.73€/MWh in regime 1, and 0.96€/MWh in regime 2. On the contrary, if the demand increases by 1GW in regime 1 (resp. 2), the price increases on average by 0.93€/MWh (resp. 1.18€/MWh). Although we have made sure that these marginal effects are significantly different from one another, they are much more variable than the estimated coefficients of the model. Also, note that these marginal effects are only valid inside each regime when there is no switching. The latter regime partly corresponds to the high load regime, with the exception of periods during which RES production is high. The impact on volatility could also be observed: the variance of the (transformed) price is higher during the high-price regime than in the low-price one. In addition to the switching of the coefficients, we allowed the probabilities of transition between the two regimes to vary over time, following a binomial logistic link with the relative proportion of RES production. This analysis shows that both wind and solar energy production have a significant impact on the switching mechanism, especially on the probability of switching from the high-price regime to the low-price one, and consequently on the expected duration of each regime. However, the effect of wind production on the probabilities is much higher than the effect of solar production, whereas they have a fairly similar marginal effect on the price. Finally, although the regimes are sometimes highly correlated with certain hours of the day, their endogenous determination (opposed to a semi-deterministic approach with dummy variables, for example) gives flexibility and keeps the model parsimonious.

**"Ensuring Capacity Adequacy during Energy Transition in Mature Power Markets: A Social Efficiency Comparison of Scarcity Pricing and Capacity Mechanism"**  
par Marie Petitet (Doctorante CIFRE-RTE, Chaire EEM), Dominique Finon (Conseiller scientifique de la CEEM, et CIRED-CNRS) et Tanguy Janssen (Chargé d'études, Pôle modèles de marché et études économiques- Département Marchés, RTE)

#### **Keywords**

Capacity market, security of electricity supply, energy transition, mature market, system dynamics.

*This paper analyses how a capacity market mechanism can address security of supply objectives in the case of an energy transition scenario which combines high energy efficiency efforts which stabilise demand in a context of mature markets with a rapid increase in the proportion of renewables. The exogenous entry of variable renewables introduces a new challenge in terms of security of supply during peak hours. To analyse this situation, power markets are simulated over the long term with a model based on System Dynamics modelling which integrates both new investment and closure decisions. This last trait is an original aspect of the model, very relevant to studying market maturity. The addition of a capacity mechanism to a market architecture with a price cap is compared to scarcity pricing in different situations. Simulations are performed for two different cases: a case without any exogenous closure of existing power plants and a case with exogenous retirements which create a need for new investments. Under the assumption of a risk-neutral investor, the results indicate that compared to an energy-only market with price cap set at €3,000/MWh, energy-only with scarcity pricing and capacity mechanism are both efficient market designs to reach an acceptable level of loss of load. Moreover, the results highlight the fact that the advantage of one design over the other in terms of social efficiency depends on the future scenarios which are simulated. Moreover, the results illustrate the fact that the three market designs lead to different levels of risk for peaking units, suggesting that including risk aversion is a relevant further step in the modelling.*

#### **Working Papers publiés depuis Janvier 2017**

**"A Capacity Expansion Model Dealing with Balancing Requirements, Short-Term Operations and Long-Run Dynamics"**

par Manuel Villavicencio, Doctorant CEEM

#### **Keywords**

Resource-adequacy, multiservice model, renewable integration, system flexibility, electricity storage, demand side management.

*One of the challenges of current power systems is presented by the need to adequately integrate increasing shares of variable renewable energies (VRE) such as wind and photovoltaic (PV) technologies. The study of capacity investments in this context raises renewed interrogations about the optimal power generation mix when considering system adequacy, operability and reliability issues. This paper analyses the influence of such considerations and adopts a resource-adequacy approach to propose a stylized capacity expansion model (CEM) that endogenously optimises investments in both generation capacity and new flexibility options such as electrical energy storage (EES) and demand side management (DSM) capabilities.*

*Three formulations are tested in order to understand the relevance of a system dynamics representation to the valuation of capacity and flexibility investments. In each formulation, the complexity of the representation of operating constraints increases. The resource-adequacy approach is then enlarged with a multiservice representation of the power system introducing non-contingency reserve considerations. Therefore, investment decisions are enhanced by information from system operations requirements given by the hourly economic dispatch and also by a reliability criterion given by reserve needs.*

*The formulations are tested using a case study in order to capture the trade-offs between adding more details to the system representation and exogenously imposing supplementary VRE penetration. The results obtained show the importance of adopting a sufficiently detailed representation of system requirements to accurately capture the value of capacity and flexibility when significant VRE penetration levels are to be studied, but also to appropriately estimate resulting system costs and CO<sub>2</sub> emissions.*

## "Determining Optimal Interconnection Capacity on the Basis of Hourly Demand and Supply Functions of Electricity"

par Jan Horst Keppler (Professor of Economics at Université Paris-Dauphine and the Scientific Director of the CEEM), William Meunier (Student at Mines ParisTech, and junior Chercheur at the CEEM) et Alexandre Coquentin (Currently attached as a consultant to MAZARS and junior Chercheur at the CEEM)

*Interconnections for cross-border electricity flows are at the heart of the project to create a common European electricity market. Currently, increase in production from variable renewables clustered during a limited number of hours reduces the availability of existing transport infrastructures. This calls for higher levels of optimal interconnection capacity than in the past. As a complement to existing scenario-building exercises such as the TYNDP that respond to the challenge of determining optimal levels of infrastructure provision, the present paper proposes a new empirically-based methodology to perform Cost-Benefit analysis for the determination of optimal interconnection capacity, using French-German cross-border trade as an example. Using a very fine dataset of hourly supply and demand curves (aggregated auction curves) for the year 2014 from the EPEX Spot market, it constructs linearized net export (NEC) and net import demand curves (NIDC) for both countries. This allows the welfare impacts for incremental increases in interconnection capacity to be assessed hour by hour. Summing these welfare increases over the 8,760 hours of the year provides the annual total for each step increase in interconnection capacity. Comparing welfare benefits with the annual cost of increasing interconnection capacity indicates the socially optimal increase in interconnection capacity between France and Germany on the basis of empirical market micro-data.*

## "The Value of Flexibility in Power Markets"

par Stéphane Goutte (Université Paris 8 (LED)/ Paris School of Business and Chercheur of the Chaire EEM) et Philippe Vassilopoulos (Head of Product Design, EPEX SPOT and Chercheur of the Chaire EEM)

### Keywords

Intraday; flexibility; auction, volatility, market design

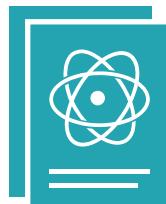
### JEL classification

C02, C57, D44, D47, G32, C50.

*In this paper, we attempt to quantify the net revenues that can be captured by a flexible resource able to react to the short-term price variations on the day-ahead and intraday markets in Germany. We find that the difference between day-ahead and intraday revenues for a flexible resource has been increasing (although the profitability has been decreasing in both markets). This difference is more pronounced once 15mn price variations can be captured by a flexible resource. The net revenues from the local 15mn auction (which is held 3 hours after the hourly "coupled" day-ahead auction) are more than eight times higher than the day-ahead hourly auction but below the net revenues that can be captured with the high prices from the continuous market. The results of the retrospective empirical estimations allow us to distinguish and quantify two components of flexibility: (1) the "immediacy" value as we are approaching real-time and the urgency of the delivery increases (this value is revealed during the continuous intraday process and is closely linked to the stochastic nature of power supply and demand (i.e. wind/solar forecasts, forced outages of thermal generation ... forecast error risk), and (2) the "flexibility" component as a resource can react to variations of shorter granularity (15mn vs 60mn). We model and quantify the "flexibility" component.*

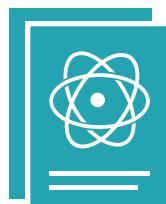
## B. Publications dans des revues spécialisées de l'Énergie depuis 2016

### ENERGY JOURNAL



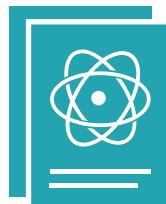
The Role of Continuous Intraday Electricity Markets: The Integration of Large-Share Wind Power Generation in Denmark, Vol. 38, No. 2, 2017.

**Fatih Karanfil** (Associate Professor of Economics, University of Paris Ouest, Nanterre) and **Yuanjing Li** (Junior Researcher, CEEM).



Carbon Price Instead of Support Schemes: Wind Power Investments by the Electricity Market, Vol. 37, No. 4. (2016), pp. 109-140.

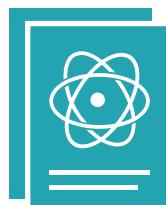
**Marie Petitet** (CEEM PhD Student, RTE), **Dominique Finon** (Scientific Advisor - CEEM and CIRED-CNRS), and **Tanguy Janssen** (RTE).



The Impacts of Variable Renewable Production and Market Coupling on the Convergence of French and German Electricity Prices, Vol. 37, No. 3 (2016), pp. 343-359.

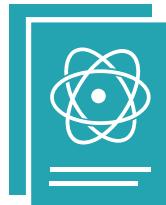
**Jan Horst Keppler** (Scientific Director, CEEM, Université Paris-Dauphine), **Sébastien Phan** (Research assistant - Energy Policy Institute at Chicago, and CEEM research fellow) and **Yannick Le Pen** (Assistant Professor of Economics, Université Paris-Dauphine and CEEM Associate Researcher).

### ENERGY POLICY



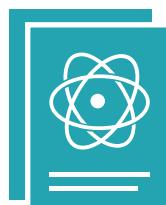
Capacity Adequacy in Power Markets Facing Energy Transition: A Comparison of Scarcity Pricing and Capacity Mechanism, Vol. 103 (2017), pp. 30-46.

**Marie Petitet** (Researcher, Chaire EEM/RTE), **Dominique Finon** (Chaire EEM and CIRED-CNRS) and **Tanguy Janssen** (RTE).



Rationales for Capacity Remuneration Mechanisms: Security of Supply Externalities and Asymmetric Investment Incentives, Volume 105 (2017), pp. 562-570.

**Jan Horst Keppler** (CEEM Scientific Director, Professor of Economics - Université Paris-Dauphine).



Adapting Electricity Markets to Decarbonisation and Security of Supply Objectives: Toward a Hybrid Regime?, Vol. 105 (2017), pp. 584-596..

**Fabien Roques** (Associate Professor, CGEMP, Université Paris-Dauphine and CEEM Associate Researcher) and **Dominique Finon** (CIRED-CNRS and CEEM Associate Researcher).

### III. CONFÉRENCES SCIENTIFIQUES

#### A. 06-03-2017, Workshop on Electricity Demand: New Modelling Perspectives



Ce Workshop n'est disponible qu'en version Anglaise.

Joint Workshop organized by the Chaire European Electricity Markets (CEEM), the Chaire Climate Economy (CEC) and the Centre for the Geopolitics of Energy and Raw materials (CGEMP) at the Université Paris-Dauphine.

#### Abstract

*The behaviour of electricity consumers is the target of new design rules and policies. Energy efficiency, consumption of one's own production and demand management are the challenges to be addressed in such a new context, paving the way for new ways of consuming electricity. However, many questions remain unresolved regarding the true attitudes of household and industrial customers. Are they fully rational? Are they keen to change their habits, to manage energy efficiency and to shift their consumption? Is consumption of one's own production a new paradigm?*

The Chaire European Electricity Markets (CEEM), the Chaire Climate Economy (CEC) and the Centre for the Geopolitics of Energy and Raw Materials (CGEMP) at the Université Paris-Dauphine bring together a number of leading researchers and authors of recent studies to

present their work on this topic as a means of discussing these important questions, both in relation to future European electricity systems and to its low-carbon future.

#### Programme and Presentations

Welcome Address from Patrice Geoffron (Director - CGEMP, and CEEM, Université Paris-Dauphine)

Presentation 1 by Massimo Filippini (ETH Zürich), *Investment Literacy and Choice of Electrical Appliances: The Impact of Educational Programs and Online Support Tools*

Discussion led by Dominique Finon (CIRED-CNRS)

Presentation 2 by Lars Persson (Umeå University and the Centre for Environmental and Resource Economics (CERE)), *Is Our Everyday Comfort for Sale? Preferences for Demand Management in the Electricity Market*

Discussion led by Anna Creti (Professor of Economics, Université Paris-Dauphine)

Presentation 3 by Dirk Neumann (University of Freiburg), *Value and Granularity of ICT and Smart Meter Data in Demand Response Systems*

Discussion led by Stéphane Goutte (Université Paris 8 (LED)/ Paris School of Business)

Presentation 4 by Jean-Christophe Poudou (Professor at the University of Montpellier, member of LAMETA and Labex Entreprendre), *Prosumers and the Grid*

Discussion led by René Aïd (Université Paris-Dauphine)

Presentation 5 by Iacopo Torriti (Associate Professor in Energy Economics and Policy, University of Reading), *Using Time Use Data to Model Residential Electricity Load Profiles*

Discussion led by María-Eugenio Sanin (Assistant Professor of Economics, Université d'Evry, Val d'Essonne)

Concluding remarks from Fabienne Salaün (EdF) and Anna Creti (Professor of Economics, Université Paris-Dauphine).

## B. 30-01-2017, CEEM Seminar on European Electricity Market Integration after the Winter Package: New Impulse or Business as Usual?



SEMINAR ON

### EUROPEAN ELECTRICITY MARKET INTEGRATION AFTER THE WINTER PACKAGE: NEW IMPULSE OR BUSINESS AS USUAL?

Monday, 30 January 2017  
14h30 to 19h00

Registration from 14h00  
Université Paris-Dauphine  
Salle Raymond Aron  
2nd floor

Ce séminaire n'est disponible qu'en version Anglaise.

#### Abstract

On 30 November 2016, the Vice-President of the EU Commission for the Energy Union, Maroš Šefcovic, presented under the heading "Clean Energy for All Europeans – Unlocking Europe's Growth Potential" the comprehensive set of policy initiatives and regulatory proposals commonly referred to as the "Winter Package". The latter confirms the EU commitment to cut CO<sub>2</sub> emissions by 40% by 2030, all the while boosting economic growth and employment. The three dominant themes of this effort are:

- 1) A new policy push and better framework conditions for energy efficiency improvements, in particular in the building sector;
- 2) A continued commitment to renewables with a view of creating a market capable of providing the significant amounts of flexibility necessary to accommodate them;
- 3) A focus on end-use consumers, who are expected to further decentralisation, to contain costs through competitive pressures and to provide flexibility through demand response.

The electricity sector plays a key role in the Winter Package. The latter contains in fact a proposal for a

"Regulation of the European Parliament and of the Council on the Internal Market for Electricity", which, if adopted, would amount to a Fourth Electricity Market Directive, setting a new framework for the European electricity sector. While it is too early to provide a comprehensive evaluation of the policy package, a number of key themes can be identified:

- 1) An increased focus on the market and regulatory framework evolutions to stimulate the development of flexibility through dispatchable capacity, interconnections, DSM and storage;
- 2) The recognition of a "residual" role for capacity mechanisms allowing for cross-border cooperation, whose details still need to be developed;
- 3) Governance and system management in the context of an emerging notion of European security of electricity supply. This includes strengthening the EU Agency for the Cooperation of Regulators (ACER) and a focus on regional system management;
- 4) The encouragement of increased investment in electricity transport and distribution networks, in particular cross-border interconnections.

While there is likely to be little disagreement on the rather broad overall objectives of the Winter Package, two key questions emerge:  
a) Does the Winter Package provide a sufficiently concrete set of new policies to further decisively the environmental and economic sustainability of the European electricity sector, most notably in the area of investment?  
b) Does the focus on top down harmonisation help or hinder the different initiatives of European market integration that are already under way being advanced by a multitude of actors?

This seminar of the Chaire European Electricity Markets (CEEM) will bring together leading experts from European institutions, industry and academe in order to discuss the impact that the Winter Package is likely to have and where the European electricity sector is likely to go from here.

#### Programme and Presentations

**Introduction** by Jan Horst Keppler (Scientific Director, CEEM - Université Paris-Dauphine)  
*The EU Winter Package: Policy Drift or Turning Point?*

**Keynote Presentation** by Philipp Offenberg (Expert, EU EPSC): *Setting Out the Long-Term EU Vision of a Sustainable Electricity Sector*

**Session 1: The Outlook for Wholesale Markets** – Moderator: Fabien Roques, Senior vice President, Compass Lexecon and Associate Professor, Université Paris Dauphine  
Wolfram Vogel (EPEX Spot, Director Public-Regulatory Affairs)

*Short-term Flexibility Provision and Long-Term Capacity Support: Is the Current European Market Infrastructure Adequate?*

Dan Roberts (Frontier Economics, Director)  
*Operationalising a European Notion of the Security of Electricity Supply: The Challenges Ahead*

Alain Janssens (Eurelectric, Vice chairman of the Markets Committee)  
*Market Integration and Consumers' Participation: Did the Clean Energy Package Get It Right?*

Keynote Presentation by Kristina Jankovich (EU Commission, DGE, Wholesale Markets; Electricity and Gas): The Provisions for Improving Regional Cooperation in the Winter Package

Session 2: The Outlook for Network and Interconnection Development – Moderator: Jan Horst Keppler

Charles Verhaeghe (Vice President, Compass Lexecon)  
*Toward Regional System Operation: Key Issues and Challenges*

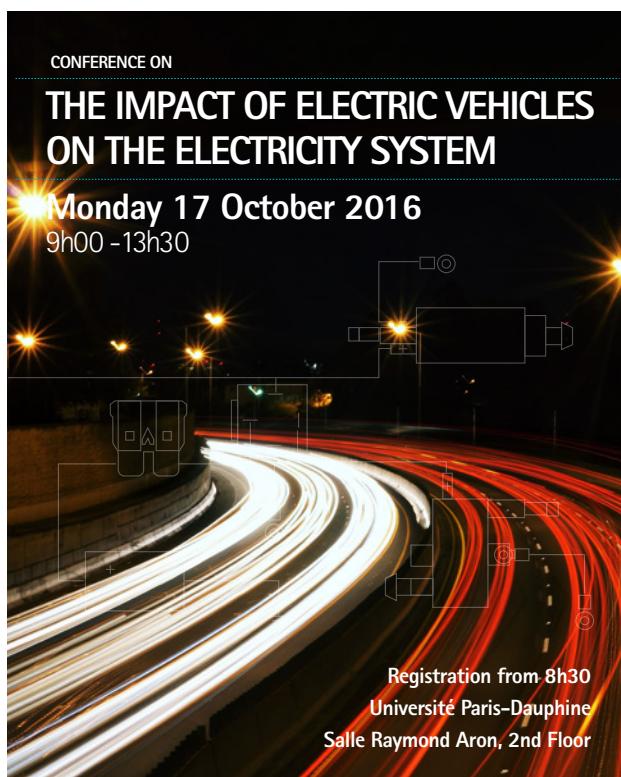
Sonya Twohig (ENTSOE, Manager)  
*The View of ENTSO-E and TSOs on Regional System Cooperation*

Jean-Michel Glachant (Florence School of Regulation, Director)  
*What is Best Approach for Greater Coordination in System Management?*

Dominique Jamme (CRE, Director of Networks)  
*Networks in the Winter Package: Much Needed Harmonization or Excessive European Regulation?*

Concluding Roundtable with Laurent Joudon (Directeur Délégué Études Économiques, EDF), Thomas Veyrenc (Director of Markets and Regulatory Affairs, RTE), Wolfram Vogel (EPEX Spot), Jan Horst Keppler (CEEM) and Fabien Roques (Compass Lexecon and Université Paris-Dauphine).

**C. 17-10-2016, Conference on The Impact of Electric Vehicles on the Electricity System**



Cette conférence n'est disponible qu'en version Anglaise.

**Abstract**

*The accelerating arrival of electric vehicles will not only impact the way we drive but will also have a profound impact on the size, layout, performance and cost of the electricity system. This transformation will touch upon all segments of the value chain from generation over transport and distribution to consumption. It will accelerate the active participation of final consumers, while posing important new challenges to producers of dispatchable power and system operators.*

This conference of the Chaire European Electricity Markets (CEEM) at the Université Paris-Dauphine co-organised with the Chaire Armand Peugeot (CAP) at CentraleSupélec will bring together leading experts from industry and academe in order to answer four interrelated questions:

1. What is the likely speed and trajectory of electric vehicle adoption in Europe over the medium term?
2. What are the different options for charging infrastructure, whose layout and technical specifications will be crucial for both the acceptability of electric vehicles as well as their cumulative impact on the electricity system?
3. What are the likely impacts on the requirements for the generation, transport and distribution system?

4. How can the contribution of electric vehicles to the electricity system be optimised by appropriate regulation and incentives for final consumers?

Clearly, the arrival of electric vehicles will pose questions for policymakers and experts in multiple dimensions, ranging from the technical over the economic to the geopolitical, for decades to come. However, it is crucial that even at this comparatively early state, it is fully understood that electric vehicles imply that private road transport will henceforth be operating as part of a network. The earlier the needs, opportunities and challenges of the electricity system are approached in a fully integrated fashion, the more likely the deployment of electric vehicles will indeed be able to make the major contribution to the low carbon energy transition that policymakers, consumers and experts so ardently desire.

### Programme and Presentations

Welcome and Introduction by Jan Horst Keppler (Directeur scientifique, CEEM – Université Paris-Dauphine)  
*Electric Vehicles: Opportunities and Challenges for the European Electricity Sector*

Yannick Perez (CAP, CentraleSupélec): *Is the European Electricity Sector Ready for Electric Vehicles?*

**Session 1: The State and Outlook of Electric Vehicle Development and Re-charging Infrastructure**  
Jérôme Perrin (Renault): *Electric Vehicle Development in Europe Today*

Johannes Schäuble (KIT, Karlsruhe): *The Development and Adequacy of the Recharging Infrastructure for Electric Vehicles in Europe*

Pascal Gibielle (RTE): *The Impact of Electric Vehicle Development on Peak Demand and the Load Curve under Different Scenarios of EV Integration and Recharging Options*

**Session 2: Optimising the Interaction of Electric Vehicle Deployment with the Electricity System**

Patrick Gagnol (EDF): *The Coming Transformation of Electricity Systems Due to the Advent of Electric Vehicles*

Jean-Baptiste Galland (Enedis): *Opportunities and Challenges of the Integration of Electric Vehicles for Local Networks; What Would Efficient Pricing Look Like?*

Willett Kempton (University of Delaware): *Vehicle to Grid (V2G): Fundamentals, Potential, Willingness-to-Pay and Regulation*

Yannick Perez (Chaire Armand Peugeot, CentraleSupélec): *System Services and Flexibility Provision through Electric*

*Vehicles in France and Europe: Regulatory Options and Institutional Requirements*

Concluding Roundtable with Dominique Finon (President), Marc Bussieras (EDF), Thomas Veyrenc (RTE), Gautier Chatelus (Groupe Caisse des Dépôts).

### D. 14-06-2016, Conférence sur Prix Plancher du CO<sub>2</sub> et Réforme de L'EU ETS: Les impacts sur le secteur électrique



Cette conférence a été organisée par la Chaire European Electricity Markets (CEEM) en collaboration avec la Chaire Économie du Climat (CEC) de l'Université Paris-Dauphine

### Programme et Présentations

Introduction par Jan Horst Keppler (Directeur scientifique, CEEM) : *Le prix du CO<sub>2</sub>, un enjeu essentiel pour le secteur électrique*

Session 1 : Les impacts d'un prix plancher sur le secteur électrique

Président de session : Jacques Percebois, Professeur d'économie et chercheur CEC

Christian de Perthuis (Directeur, CEC) : *Marché du quota de CO<sub>2</sub> et marché de l'électricité : quelles interactions ?*

Dominique Finon (CIRED et CEEM) : *Le carbon price floor*

britannique : conception, évolution, impacts

Boris Solier (CEC) : *Un prix plancher du carbone pour le secteur électrique : quels effets ?*

Yves Le Thieis (Économiste, FTI Compass Lexecon) : *Prix planchers du CO<sub>2</sub> dans les pays européens : quels impacts sur les marchés électriques et les flux transfrontaliers ?*

Session 2 : Les contours possibles de la réforme de l'EU ETS

Présidente de session : Émilie Alberola, Directrice du programme politiques et tarification du carbone, I4CE

Stéphanie Croguennec (Chef du département – DGEC) : *Les marges de manœuvre pour réformer le système européen des quotas de CO<sub>2</sub>*

Raphaël Trotignon (CEC) : *La réforme de l'EU ETS : état des lieux et perspectives*

Jan Horst Keppler (Directeur scientifique, CEEM) : *Un retour pragmatique au futur : allocation gratuite et resserrement du cap des permis pour assainir les marchés du CO<sub>2</sub> et de l'électricité*

Christina Hood (Environment and Climate Change Unit, IEA): *What Works and What Doesn't: The International Experience with Carbon Pricing and Carbon Trading*

Benoît Peluchon (EDF R/D) : *Nécessité d'un pilotage dynamique des allocations pour garantir l'efficacité de l'EU-ETS*

Session conclusive : Synthèses des présidents de session et échange avec le public

Conclusion générale de la conférence par Christian de Perthuis (Directeur, CEC).

## E. 14-03-2016, Workshop on Market Designs for Low-Carbon Electricity Generation

Ce workshop n'est disponible qu'en version Anglaise.

### Abstract

*Today, the defining challenge of electricity markets in Europe and elsewhere is to ensure progressive decarbonisation of power supplies while guaranteeing high levels of security of supply at affordable costs. However, under the present design of European electricity markets there is little chance of less carbon-intensive generation developing on the basis of market prices. Not only are prices low for all generators, but low-carbon*

*generation technologies such as wind, solar, nuclear, hydro, carbon capture and storage but also ancillary technologies, such as electricity storage or energy efficiency, are characterized by high capital intensity.*

WORKSHOP

## MARKET DESIGNS FOR LOW-CARBON ELECTRICITY GENERATION

Monday 14 March 2016  
14h00 -18h30



Université Paris-Dauphine  
Salle Salle A 709, Nouvelle Aile  
7th floor

*The resulting high fixed costs increase the financial risks for investors facing volatile prices. This puts low-carbon technologies at a competitive disadvantage in liberalised energy-only markets. In principle, this disadvantage could be partly compensated for by appropriate carbon prices. However, carbon prices in the EU ETS hovering below € 10 per tonne of carbon are clearly insufficient to make low-carbon technologies competitive in combination with prices in current energy-only markets. With few exceptions, the deployment of low-carbon technologies is thus dependent on national arrangements that allow for out-of-market finance with guaranteed rates for the electricity they produce.*

*This is an inefficient and haphazard way to promote decarbonisation with complex and unpredictable outcomes. In the absence of both coherent conceptualisation and dedicated policy announcements, the proliferation of ad hoc support mechanisms also seriously undermines the integrity, transparency and efficiency of the common European electricity market.*

*The issue has naturally generated widespread interest among electricity market experts and academic researchers. Thus, over the last two years, a number of studies have been initiated that not only provide an analysis of the shortcomings of the process of overlaying*

*market outcomes with targeted interventions but also provide proposals for alternative market designs on a coherent and transparent basis.*

The Chaire European Electricity Markets (CEEM) of the Université Paris-Dauphine has thus invited a number of leading researchers and authors of recent studies to present their proposals for establishing new market frameworks that would allow low-carbon technologies to substitute progressively for fossil fuel-based power generation. The debate is no longer whether the current framework is able to produce satisfactory outcomes on its own. Permanent meddling has shown that it is not. The challenge is now to identify the elements that can be part of a coherent and transparent European market design for low-carbon electricity generation in the future.

### **Programme and Presentations**

Jan Horst Keppler (Scientific Director, Chaire EEM, Université Paris-Dauphine): *Key Elements of Market Designs for Low-Carbon Technologies*

Marco Cometto (Economist, OECD Nuclear Energy Agency (NEA)): *Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management*

Fabien Roques (Senior Vice President at FTI - Compass Lexecon and Associate Professor, Université Paris-Dauphine): *Market Design for High Proportions of Renewables: Is Radical Change Required?*

Aurèle Fontaine (Senior Economic Expert, RTE): *Risk and Capital Cost Considerations in Designing Efficient Support Schemes*

Dominique Finon (Scientific Advisor, CEEM and CIRED): *The Impact of Carbon Pricing for Low-Carbon Investment in Developing Countries: The Need to Align Power System Regulation*

Manuel Baritaud (Senior Energy Analyst, International Energy Agency (IEA)): *Re-Powering Markets: Market Design and Regulation during the Transition to Low-Carbon Power Systems*

**Roundtable with** Pierre Dechamps (Policy Officer, DG Research and Innovation, European Commission), Thomas Veyrenc (Director, Markets Department, RTE), Marc Bussieras (Director, Corporate Strategy, EDF), Philippe Vassilopoulos (Head of Product Design, EPEX Spot) and Vincent Pichon (Director of Projects, Strategy Department, Groupe Caisse des Dépôts (CDC)).

## **F. 28-01-2016, Conférence sur la Tarification des réseaux électriques : Comment envoyer les bons signaux économiques pour la transition énergétique ?**



### **LA TARIFICATION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES**

Comment envoyer les bons signaux économiques pour la Transition Energétique?

Jeudi 28 janvier 2016 | 16h00-19h00

Salle Raymond Aron (2ème étage)

Cette conférence a été organisée par l'Association des Économistes de l'Énergie (AEE) en coopération avec le CGEMP, la Chaire European Electricity Markets (CEEM) et la Chaire Gouvernance et Régulation de l'Université Paris-Dauphine.

#### **Abstract**

La tarification de l'utilisation des réseaux de transport et de distribution de l'électricité est un enjeu important afin de donner des bons signaux de localisation aux investisseurs et aux utilisateurs du réseau. L'industrie électrique est en pleine phase de mutations, et les services fournis aux consommateurs sont plus que jamais au centre de la réflexion sur l'évolution du cadre de régulation des entreprises de réseau, avec des problématiques différentes au niveau transmission et distribution. En France, la CRE et les différents acteurs ont engagé des consultations sur les évolutions du TURPE à court et moyen terme.

Dans ce contexte, la conférence a pour objectif de revisiter la théorie économique ainsi que les pratiques des régulateurs en Europe afin d'identifier des pistes d'amélioration du cadre actuel de régulation. La conférence permettra également de contraster la vision des enjeux de la tarification des réseaux en France

du point de vue des différents acteurs : producteur, gestionnaire de réseau de transport et de distribution.

## Programme et Présentations

Christophe Bonnery (Président de l'AEE) : *Présentation des enjeux et des objectifs de la conférence*

### Les enjeux de l'évolution du TURPE

Dominique Jamme (Directeur des réseaux, CRE) : *Présentation de la vision des enjeux par la CRE et des points qui méritent un approfondissement de la réflexion*

### Les critères économiques qui guident les différentes méthodes de tarification

Anna Creti (CGEMP, CEEM et Chaire Gouvernance et Régulation) : *Revue de ce que nous dit la littérature académique sur la tarification des réseaux de distribution*

### Benchmark des pratiques pour la tarification du réseau de distribution

Fabien Roques (CGEMP, CEEM et Compass Lexecon) et Charles Verhaeghe (Senior Economist- Compass Lexecon) : *Présentation d'éléments de benchmark international sur les pratiques en termes de tarification des réseaux de distribution*

### L'évolution du cadre de régulation pour les nouveaux services et usages

Leonardo Meeus (Directeur Energie Center, Vlerick Business School): *Les évolutions du cadre réglementaire pour les DSOs en Europe compte tenu des transformations en cours (production décentralisée, véhicules électrique, batteries, etc.)*

### Les enjeux du point de vue d'un distributeur

Jean-Baptiste Galland (ErDF): *Présentation des enjeux et des points clefs pour l'évolution de la structure tarifaire du point de vue de ErDF*

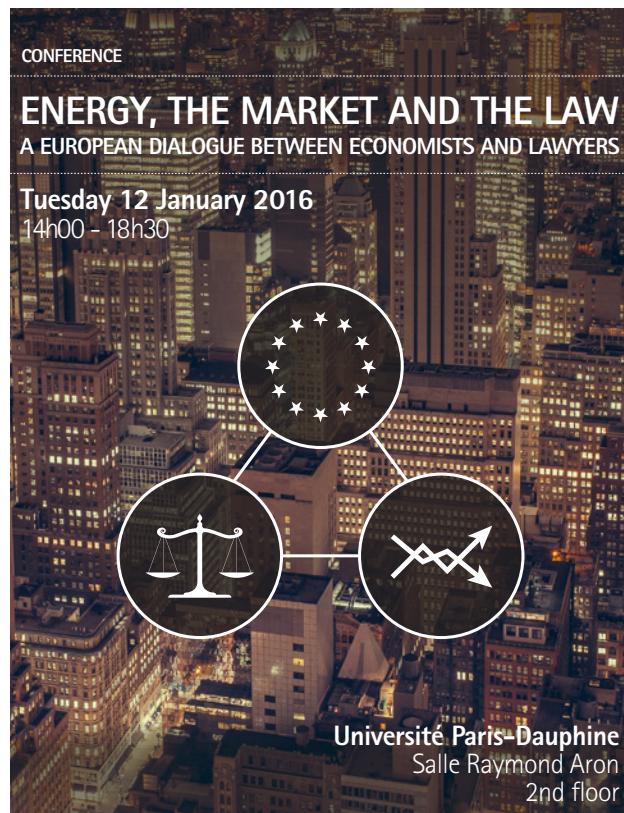
### Les enjeux du point de vue du gestionnaire du réseau de transport

Vincent Thouvenin (RTE): *Présentation des enjeux et des points clefs pour l'évolution de la structure tarifaire du point de vue de RTE*

### Table ronde de discussion avec une intervention de Virginie Schwarz, DGEC

Synthèse et conclusion des débats par Dominique Finon (CEEM et CIREN-CNRS) et Éric Rousseau (Chaire Gouvernance et Régulation).

## G. 12-01-2016, Conference on Energy, the Market and the Law: A European Dialogue between Economists and Lawyers



Cette conférence n'est disponible qu'en version Anglaise.

### Abstract

**Energy, both a private and a public good...**

*Energy and electricity are private goods but touch directly and indirectly on far too many socially and politically sensitive issues to leave their production and consumption entirely to market forces. An increasingly complex web of legal provisions both at European and national levels is thus trying to steer the sector in a direction that conforms with public policy objectives. European energy markets are thus caught in a trilemma between supranational, national and market forces whose ultimate outcome is increasingly difficult to understand, and even less to predict, even for the informed observer.*

*Even if the completion of the internal energy market announced for 2014 is still not a reality in 2015, the Juncker Commission made the Energy Union one of the priorities of its term. The creation of the Energy Union should contribute towards a secure, sustainable and competitive single energy market. In this context, Article 194 TFEU, adopted in the Lisbon Treaty, could become the focal point of energy policy. However, energy touches on some strong national sovereignty issues, the principle of subsidiarity and the priority of action of Member States in the matter of their energy mix. Questions about the right level of intervention in electricity markets are thus*

*complex, render market designs more unstable and may ultimately discourage investors.*

**...evolves in a force field defined by the market, Member States and the EU Commission**

*At the same time, the DG for Competition asserts its prerogatives in the energy field, not only to decide on issues of market power, but also to strengthen its investigative powers in matters of state aid following the adoption of the guidelines on state aid in the fields of environment and energy. Its goal is to monitor the compliance of public policy instruments adopted by Member States and their implementation to encourage the development of specific equipment or contribute to energy security and adequacy of electricity capacity, whatever the possible impact of this control on their effectiveness. In fact, we observe that the articulation of article 194 with competition policy on the one hand, and with the control of State aid and the rules of free movement on the other, remains unclear. Decisions are taken on a case-by-case basis, which does not create a sufficiently clear jurisprudence when the law is faced with complex economic facts.*

*In order to clarify some of the complex issues arising from this tension, the Chaire European Electricity Markets (CEEM) and the IREDIES are organising a dialogue between economics and law experts in the energy sector to clarify the issues surrounding the search for a delicate balance between market forces, the European Commission and EU Member States.*

## **Programme and Presentations**

**Welcome address: The Market, the Member State and the Commission – the EU Energy Trilemma**

Jan Horst Keppler, Scientific Director, Chaire European Electricity Markets (CEEM), Université Paris-Dauphine

**Introductory allocution: The Difficult Exercise of the EU's Jurisdictional Powers on Energy Issues**

Philippe Maddalon, Professor of Public Law, Université Paris I and Director of the IREDIES (Centre for International and European Law)

**Session 1 State aid: Balancing Competition and Long Term Public Goods**

Chaired by Sven Rösner, Deputy Managing Director of the Franco-German Office for Renewable Energies (OFAEnR)

François Lévéque (Professor of economics, Mines-ParisTech, PSL Research University): *An Economist's Perspective on Recent State Aid Cases in Renewables and Nuclear Energy under State Aid Guidelines*

Jean-Yves Ollier (Director General of the French

Regulatory Commission on Energy): *How to Reconcile National and EU Law in the Daily Practice of a National Regulator?*

**Session 2 Long Term Contracts: How to Reconcile EU Antitrust Jurisprudence and Long Term Investment Needs?**

Chaired by Jan Horst Keppler, Scientific Director, CEEM, Université Paris-Dauphine

Christine Le Bihan-Graf (Lawyer at De Pardieu Brocas Maffei, former Director General of the French Regulatory Commission on Energy): *Long Term Contracts and Competition Rules in the European Union*

Frédéric Marty (Senior Economist, GREDEG, Université de Nice Sophia-Antipolis): *From "Essential Facilities" to Social Efficiency: The Legal Doctrines behind the Criteria for Public Goods at the EU-Level*

**Session 3 Capacity mechanisms: Their Compatibility with Regard to State Aid Rules and the Principle of Free Movement**

Chaired by Adrien de Hauteclocque, European Union Court of Justice, Luxembourg

Fabien Roques (Senior Vice President at Compass Lexecon and Associate Professor, Université Paris-Dauphine): *The Viability of the EU Approach to Cross-Border Participation in Capacity Mechanisms?*

Guillaume Dezobry (Associate Professor, Université d'Amiens and Lawyer at the Paris bar): *A Legal Analysis of the EU Debate on Capacity Mechanisms and Cross-Border Participation*

**Roundtable: Article 194 and Member States' Sovereignty in Choosing their Energy Mix**

Chaired by Claude Blumann (Emeritus Professor of Law, Université Panthéon-Assas-Paris II), Dominique Finon (Scientific Advisor - CEEM and CIRED-CNRS), Patrice Geoffron (Director - CGEMP, Université Paris-Dauphine and CEEM), Adrien de Hauteclocque, Philippe Maddalon and Jean-Yves Ollier.

---

**Projet de conférence scientifique internationale au cours du deuxième semestre 2017 :**  
**The Future of Business Models and Market Designs in the European Energy Sector**  
**Septembre 2017, 9h00 to 19h30, Université Paris-Dauphine, Salle Raymond Aron, 2nd Floor**

## IV. SÉMINAIRES DE RECHERCHE INTERNES

Dans le cadre de ses activités, la Chaire European Electricity Markets (CEEM) tient depuis 2012 des séminaires de recherche ouverts. Entre 2012 et 2016, ces séminaires sont coordonnés par Dominique Finon, le Conseiller scientifique de la CEEM au cours de cette période.

Ces séminaires étaient au départ uniquement consacrés aux travaux des doctorants et chercheurs de la chaire, travaux comparés avec ceux d'intervenants extérieurs travaillant sur le même sujet, qui apportent leurs compétences pour discuter les travaux internes. En 2012-2014, ils ont concerné l'économétrie des marchés électriques *day ahead* et *intraday* avec une forte part d'ENR, la modélisation court terme des marchés électriques en « unit commitment », les modèles de simulation des marchés de long terme avec développement endogène des énergies renouvelables par l'approche en *System Dynamics* et la valeur économique du stockage notamment.

Depuis 2015, la série de séminaires est sortie de son rôle exclusif de discussion des travaux internes. La vocation de ces séminaires de recherche s'est élargie à des questions très spécialisées qui ne peuvent pas faire l'objet des conférences ordinaires de la CEEM et qui demandent le recours à des méthodes formalisées complexes : l'économétrie des marchés en vue de la prévision de court terme, la participation des capacités étrangères aux mécanismes de capacité, l'intérêt de la tarification zonale du transport, etc... (Voir ci-dessous les détails sur les 3 séminaires de 2016). Ces séminaires ont été l'occasion de faire venir de jeunes chercheurs de Belgique et d'Allemagne, pays où la recherche formalisée sur le fonctionnement des marchés électriques a été rendue complexe par l'entrée d'ENR à apport variable. Les questions traitées s'intègrent dans le programme de recherche de la CEEM. Les sujets sont toujours définis en relation avec les travaux des chercheurs de la Chaire (les travaux des doctorants restant un des points de focalisation des séminaires), ainsi qu'en relation avec les centres d'intérêt des partenaires de la Chaire. En même temps, les invitations aux séminaires sont devenues largement ouvertes, les présentations devenant aussi accessibles à tous les participants après les séances de chaque séminaire.

Sur l'ensemble de la période 2012-2016, l'objectif du séminaire de recherche de discuter des travaux de recherche internes et de stimuler l'avancée du travail de recherche des doctorants associés à la recherche a été parfaitement atteint. Les séances portant sur le sujet

ou les méthodes utilisées par tel ou tel doctorant leur permettaient de valider leur travail et de bénéficier de conseils pour améliorer leur approche.

Sur la période 2014-2016, ces séminaires ont rencontré un véritable intérêt de la part de la communauté des experts des marchés électriques venant des entreprises et des sociétés de consultants, tout en étant un lieu de dialogue avec les académiques, notamment les jeunes chercheurs, doctorants et post-doctorants, qui effectuent en France des travaux de recherche sur les sujets très spécifiques aux marchés électriques. Le fait que l'assistance était de 30 à 50 personnes à chaque séminaire tend à le démontrer.

De façon générale, ces séminaires ont contribué à renforcer la réputation scientifique de la Chaire, et celle de ses compétences sur les sujets spécifiques abordés, pendant qu'ils permettaient la consolidation de certains des travaux internes.

Dans le futur, cette formule de séminaire devra être poursuivie avec les mêmes objectifs de montrer la capacité de la CEEM à organiser des débats de fonds sur des questions de recherche très pointues du domaine des marchés électriques en évolution et pour renforcer les projets de recherche qui seront développés dans le cadre du nouveau programme de recherche de la Chaire pour la période 2017-2022, à savoir l'adaptation des *market designs* en vue de la meilleure intégration des ENR variables dans les marchés européens intégrés, l'articulation entre les coordinations respectives par le GRT et les GRDs en vue de l'équilibre du système au niveau national, l'économie du stockage, les possibilités de financement des nouveaux équipements de différents types (ENR variables, technologie bas carbone dispatchable, ressources flexibles, etc.) par les revenus sur les différents marchés dans les nouvelles architectures complétées, notamment.

### Les séminaires de recherche internes de 2016

En 2016, trois séminaires ont eu lieu, le premier en avril sur les outils d'analyse de l'adaptation des marchés et des systèmes électriques à l'introduction d'une large part de production ENR à apports variables, le second en juin sur l'analyse de la participation des programmes d'effacement des agrégateurs dans les marchés électriques, et le troisième en décembre sur la participation des consommateurs aux programmes d'effacement et la viabilité du modèle d'affaires des agrégateurs.

Les séminaires, présentés ci-dessous, ne sont disponibles qu'en version Anglaise.

## A. 13-12-2016 CEEM Research Seminar on The Issue of Consumer Participation in the Electricity Markets via Platform Market and Aggregators

Université Paris-Dauphine, Salle A 709, New Wing (7th Floor)

### Presentations

Laura-Lucia Richter (NERA Consulting, PhD from Cambridge University)

*Which Smart Electricity Service Contracts Will Consumers Accept? The Demand for Compensation in a Platform Market*

This paper considers the heterogeneity of household consumer preferences for electricity service contracts in a smart grid context. The analysis is based on original data from a discrete choice experiment on smart electricity service contracts concerning 1,900 UK electricity consumers in 2015. The results suggest that while customers are willing to pay for technical support services, they are likely to demand significant compensation to share their usage and personal identification data and to participate in automated demand response programs.

Based on these findings, potential platform pricing strategies that could incentivise consumers to participate in a smart electricity platform market are discussed. By combining appropriate participation payments with sharing of bill savings, service providers could attract the number of customers required to provide the optimal level of demand response. We also examine the significant heterogeneity among customers to suggest how, by targeting customers with specific characteristics, smart electricity service providers could significantly reduce their customer acquisition costs.

Antoine Verrier (PhD Student, Chaire EEM)

*Viability of the Business Model of Demand Response Aggregators: Spot Energy Market Based Revenues for an Aggregator under Uncertainty and Contractual Limitation*

Economic viability of enabling technologies is often considered as a barrier to large-scale deployment and use of Demand Response resources in power systems. Compared to investment costs in such technologies, we carry out a quantification of expected annual revenues that a Demand Response aggregator might earn from a real-time energy market. We tackle this business case in the context of the French power system. Our contribution especially highlights the opportunity cost that the Demand Response aggregator might face given market uncertainty and consumer-based contractual limitations.

« Depuis 2015, la série de séminaires est sortie de son rôle exclusif de discussion des travaux internes. »

## B. 23-06-2016, CEEM Research Seminar on Demand Response in Liberalized Electricity Markets: Analysis of Aggregated Load Participation in the Power Markets

Université Paris-Dauphine, Salle C-Bis (3ème étage)

The focus of the seminar is the economics of the integration of aggregated load responses into the markets. In a context of increasing variable renewables production in electricity systems, there is a particular interest in understanding how the demand response, through the role of aggregators and innovative retail pricing, could participate in the markets.

### Presentations

Rudi Hakvoort (Professor, Faculty of Technology, Policy and Management, Technical University Delft (NL))  
*How Could the Demand Response Be Integrated into Energy Markets?*

There is an increasing recognition of consumer behaviour and the provision of Demand Response (DR) in market designs. The aggregation of small loads as a DR flexibility resource allows end-users to participate in electricity markets and aid in maintaining dynamic system stability. An analysis of a balancing mechanism illustrates that DR is undermined by three mechanism design aspects: minimum bidding volume, minimum bid duration and binding upper and lower bids. We also examine under which market conditions a viable business model can be developed for an independent demand response aggregator in the European power markets. (Presentation of research work from TU Delft).

Cédric Clastres (Assistant Professor at PACTE-EDDEN laboratory - Université Grenoble-Alpes, and CEEM Associate Researcher) and Patrice Geoffron (Professor of Economics, Director of CGEMP, CEEM, Université Paris-Dauphine)

*Economic Analysis of Decentralised Demand-Response Products in Active Distribution Grids*

We study the integration of DR programs based on different pricing schemes (buying the baseline or second

best pricing). We analyse the relationships between stakeholders – generators, suppliers, DR providers, consumers – with a revenue function combining purchases and sales of electricity. We study social efficiency improvement: to reduce peak demand, buying the baseline or second best pricing have the same impact; only allocations of revenues differ.

## C. 12-04-2016, CEEM Research Seminar on Power Markets with High Share of Variable Renewables: Analytical Tools for Studying Efficient Adaptations

Université Paris-Dauphine, Salle A 709, Nouvelle Aile (7ème étage)

### Presentations

Alain Burtin (EDF R&D: Vice-President, Energy Management): *Technical and Economic Analysis of the European Electricity System with 60% RES* and Vera Silva (EDF R&D): *Methodology for the Analysis of the European System with High RES Scenarios*

The presentation examines the impacts of the integration of a large proportion of variable renewable production into the generation mix of the European interconnected electricity system. The analysis, which is based on the results of long-term studies performed by EDF R&D, aims at improving the current understanding of the technical and economic feasibility of a massive deployment of wind and PV across the European system. These results rely on an EU-system-wide approach based on a chain of advanced power system simulation and

optimization tools. The study addresses several aspects of the integration of variable generation into the system, including the characterization of variable RES generation, the need for generation and interconnection infrastructure, the role of demand response and storage, the impacts on short-term system operation and VRE market profitability.

**Discussion:** Marco Cometto (Economist, OECD Nuclear Energy Agency (NEA)) co-author of the NEA study: *Short-Term and Long-Term System Effects of Intermittent Renewables on Nuclear Energy and the Electricity Mix*

**Manuel Villavicencio** (PhD Student, Chaire CEEM)  
*Planning Capacity Investments and Flexible Assets:  
An Investment Model Integrating the Short-Term Requirements with the Long-Run Dynamics*

The current scenario, created by the increasing proportions of variable renewable energies, introduces novel questions about the optimal power generation mix when considering system adequacy, operability and security issues. This paper analyses the impact of such constraints over the power system and proposes a stylized model for capacity planning from a total cost perspective that incorporates investments in conventional and renewable energy technologies, but also in new technologies able to optimally accommodate new system requirements, such as electrical energy storage and demand side management. The model is tested on a hypothetical case in order to show the importance of providing enough detail on the representation of the economic dispatch and reserve requirements for investigating the factual value of variable generation technologies and its relationship with flexible assets while planning generation investments.



## V- SÉMINAIRE DE RECHERCHES EN ÉCONOMIE DE L'ÉNERGIE DE PARIS-SCIENCES-LETTRES

Depuis 2012, la Chaire European Electricity Markets (CEEM) est partie prenante des Séminaires de Recherches en Économie de l'Énergie de Paris-Sciences-Lettres en les co-organisant avec le CERNA de Mines ParisTech et de l'Institut interdisciplinaire de l'innovation (I3), et depuis début 2016 avec le Centre de Géopolitique de l'Énergie et des Matières Premières (CGEMP) de l'Université Paris-Dauphine. Cette initiative s'est développée sous couvert de Paris-Sciences-Lettres. Chaque séminaire est animé par Dominique Finon (CEEM, CNRS-CIRED) et François Lévéque (CERNA, Mines PARIS TECH) rejoints en 2016 par Patrice Geoffron, directeur du CGEMP.

### Bilan général des cinq années du séminaire PSL d'Économie de l'Énergie

Trente-cinq séances se sont tenues en cinq ans soit environ sept par an. Le séminaire a conservé les mêmes buts depuis 2012.

- D'abord, rendre plus visibles les questions propres à l'économie et aux politiques de l'énergie, un peu délaissées dans les années 1990 et 2000 au bénéfice des questions de politiques climatiques qui ont tendance à annexer celles posées par ce qu'il est convenu d'appeler la « transition énergétique ».
- Ensuite, donner l'opportunité à de jeunes chercheurs français ou étrangers l'occasion de présenter leurs travaux, en parallèle avec l'intervention de chercheurs confirmés : à chaque séance sur un thème donné en effet, sont présentés et discutés deux papiers, l'un d'un chercheur confirmé, l'autre d'un jeune chercheur, l'un ou l'autre étant souvent un invité étranger.
- Également, être un lieu de dialogue entre chercheurs, économistes professionnels (consultants, entreprises énergétiques) et experts des administrations : le séminaire ne s'adresse donc pas seulement à un public de chercheurs et d'académiques.
- Enfin, balayer les différentes problématiques de recherche en économie de l'énergie dans les différents secteurs et domaines politiques, notamment et sans être exhaustif, la concurrence imparfaite sur les marchés électriques et gaziers, l'économie de fixation des prix du pétrole (incertitude, lien avec les prix des autres commodités, effets macroéconomiques), l'économie des contrats gaziers, l'économétrie des prix sur les différents

marchés énergétiques (électricité, gaz, pétrole), l'efficacité des politiques d'efficacité énergétique dans différents domaines (automobiles, logements, appareils divers, etc.), l'économie de l'innovation dans différents domaines (automobiles, , les politiques de transition énergétiques (dont celle de la Chine). Dans le domaine électrique, on peut citer la comparaison des instruments de promotion des renouvelables (en termes d'efficience sociale), la valeur économique des MWh d'ENR intermittente, l'économie du stockage et des effacements, les possibilités d'activation de la demande des consommateurs, etc.

Depuis 2012, le séminaire a connu un bon succès qui ne s'est pas démenti puisqu'il a rassemblé le plus souvent entre 70 et 120 participants, notamment en 2016. Ceci démontre qu'il répond à une réelle demande de confrontation de travaux académiques novateurs non seulement avec le milieu académique, mais aussi avec les économistes professionnels et les experts de l'énergie. Les sujets d'actualité ne priment pas sur les thèmes complexes dont le traitement demande des méthodes formalisées estampillées « scientifiques », même si l'audience peut diminuer lorsque le sujet est assez étroit<sup>4</sup>. Ceci étant dit, pour maintenir la dynamique du séminaire et la continuité de son audience élevée, les co-organisateurs du Séminaire PSL ont jugé bon pour 2017 de réduire de moitié la fréquence des séminaires afin de ne pas saturer l'espace des séminaires d'économie de l'énergie et de l'environnement dans l'espace parisien où de nombreuses initiatives se superposent.

### Bilan de la participation de la CEEM aux séminaires PSL d'Économie de l'Énergie

Comme on vient de le souligner, tous les séminaires ne sont pas sur le domaine des politiques et de l'économie d'un secteur et des marchés électriques. Les questions liées au secteur électrique ne sont qu'un des grands domaines abordés dans le séminaire PSL. Ceci dit, au moins un quart des sujets concerne ce domaine. On soulignera que les séminaires PSL sur ce domaine ne font pas doublon ni avec les séminaires de recherche de la CEEM qui sont sur des sujets très spécialisés et sur des méthodes de recherche complexes, ni sur les conférences de la CEEM qui abordent des sujet définis de façon très large et pluraliste. Ceci étant dit, la participation de la CEEM à cette initiative a deux effets très positifs.

- En premier lieu, elle contribue à rehausser l'image scientifique de la Chaire, en étant un des initiateurs de cette opération qui a eu le succès qui vient d'être souligné.

4. Ce fut le cas par exemple de travaux sur l'efficacité de la labellisation de professionnels de la rénovation thermique ou le bonus-malus lors de l'achat d'automobile.

- En second lieu, les sujets concernant le domaine de l'économie des marchés de l'électricité et des politiques associées sont abordés de façon très complémentaire de ce qui est fait au sein de la Chaire (débat approfondi de type politique et scientifique d'aspects de la régulation ou d'aspects généraux du *market design* par les conférences d'un côté ; approche de sujets très spécifiques par les séminaires de recherche d'autre côté). En d'autres termes les séminaires PSL concernant le domaine de l'électricité permettent une approche plus « common knowledge » de ces sujets.

Dans le futur, la CEEM restera impliquée dans le Séminaire PSL d'Économie de l'Énergie, étant donné ces bénéfices, comme ce fut le cas entre 2012 et 2016. Les questions liées au secteur électrique resteront un des grands domaines abordés dans le séminaire PSL.

### Les Séminaires PSL d'Économie de l'Énergie 2016

Les neuf séminaires organisés en 2016 et début 2017 sont détaillés ci-après, par ordre chronologique décroissant sur des thèmes très variés : l'efficacité des mesures et des instruments d'efficacité énergétiques, l'économie des choix d'investissements nucléaires et de perception des risques d'accident, l'efficacité des instruments de soutien aux ENR électriques et leurs impacts respectifs sur les marchés de l'électricité, le pilotage du changement technique dans les consommations des voitures neuves, l'économie de la transition énergétique en Chine, et l'économie du parachutage de capacités éoliennes dans les systèmes électriques etc...

Tous ces séminaires ne sont disponibles qu'en version Anglaise.

### A. 15-03-2017 35th Session of Seminars on Research into Energy Economics at Paris-Sciences-Lettres

#### The Political Economy of the EU-Russia Gas Exchanges

Université Paris-Dauphine, Amphitheatre 5 (2nd Floor)

#### Presentations

Rolf Golombok, Statistics Norway (Research Department)  
*The Future of Russian Gas Export*

For more than a decade, disputes between Russia and Ukraine have led Russia to build gas pipelines to Europe that circumvent Ukraine. The Russia-Ukraine disputes, also affecting countries farther west, caused the EU to

consider reducing its dependence on Russian natural gas. This in turn gave Russia incentives to target new markets for its gas exports. The current paper examines potential implications of the Russia-Ukraine conflict on the Russian and European natural gas markets. Using a numerical energy market model (LIBEMOD), we find that if Russia stops using the pipelines to and via Ukraine, total gas export from Russia will drop by one third. The impacts on the European gas market are, however, moderate. Similar conclusions are reached if the EU decides to halve its gas imports from Russia. Furthermore, building the planned pipeline to Turkey ("Turkish Stream") has only modest effects on Russian gas exports, except in the case where trade to and via Ukraine is blocked. Finally, export of Russian gas to Europe is hardly affected by the new Russia-China gas trade agreement. (Working Paper co-written with Finn Roar Aune (Ragnar Frisch Centre, Oslo Univ.), Arild Moe (Fridjoff Nansen Institute), Knut Einar Rosendahl (Norwegian University of Life Sciences) and Hilde Hallre Le Tissier (Ragnar Frisch Centre)).

Catherine Locatelli, Chercheur CNRS, GAEL, INRA-CNRS-Université Grenoble-Alpes

*EU-Russia Trading Relations: The Challenges of a New Gas Architecture*

Gas security is a key factor in the European Union's energy policy. Contractual relations based on long-term contracts during the 1970s and 1980s led to relative stability in energy trade between the EU and its gas suppliers. But since the mid-1990s, the process of opening up the EU's gas industries to competition and the desire to create a single gas market has led to comprehensive reorganization of the sector. The EU now intends to redefine the way in which it manages its relations with its main suppliers, such as Russia, by attempting to impose a model based on competition, unbundling of network industries and privatization. Russia does not intend to implement this "EU model" in its gas sector, despite the big changes taking place in its domestic market. An approach based on the preferential use of state instruments conflicts with the multilateralism and principles of competition upheld by the EU. The EU's normative power is thus in contradiction with the Russian energy sector's institutional environment. It is therefore unlikely that energy relations between the EU and Russia will be structured solely on standards stemming from international rules and institutions.

(Paper published in: European Journal of Law and Economics, April 2015. Vol. 39, Issue 2, pp.313-329; DOI: 10.1007/s10657-013-9423-y).

## B. 14-12-2016 34th Session of Seminars on Research into Energy Economics at Paris-Sciences-Lettres

### New Nuclear Economics: How to Estimate Risks?

School of Mines Paris Tech (60 Boulevard Saint-Michel 75006 Paris)

#### Presentations

Marco Cometto, Senior Economist, OECD Nuclear Energy Agency

*Nuclear New Build: Institutional and Regulatory Conditions for Gaining in Efficiency in Financing and Project Management*

This presentation will identify perspectives for commercially and economically sustainable new build in two areas (i) managing long-term electricity price risk and allocating financial risk among stakeholders, and (ii) project and supply chain management. It will concentrate on the issue of net present value and price and technology risk management, given the high fixed cost of the technology in different electricity industry regimes. It will emphasize the important specific features of countries keeping open the nuclear option, comparing EU countries, other OECD countries, Russia and emerging countries with strong industrial policies. (From the OECD/NEA report, Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management (August 2015) co-authored with Jan Horst Keppler).

Romain Bizet (PhD student, CERNA, Mines ParisTech)  
*Ambiguity Aversion and the Expected Cost of Rare Energy Disasters: an Application to Nuclear Power Accidents*

Assessing the risks of rare disasters due to the production of energy is paramount when making energy policy decisions. However, the costs associated with these risks are most often impossible to calculate due to the high uncertainties that characterize their potential consequences. In this paper, we propose a non-Bayesian method for the calculation of the expected cost of rare energy disasters that accounts for the ambiguity characterising the probabilities of these events. Ambiguity is defined as the existence of multiple and conflicting sources of information regarding the probabilities associated with the events. We then apply this method to the particular case of nuclear accidents in new builds. Our results suggest that the upper-bound of the expected cost of such accidents is 1.7 €/MWh, which is consistent with most of the recent estimates. (I3/CERNA Working Papers, 16-CER-01, co-authored with François Lévéque).

## C. 13-10-2016 33rd Session of Seminars on Research into Energy Economics at Paris-Sciences-Lettres

### What Are the Best Support Schemes to Integrate Renewables?

School of Mines Paris Tech (60 Boulevard Saint-Michel 75006 Paris), Room L 118

#### Presentations

Philippe Quirion (Directeur de Recherche CNRS, CIRED)  
*Which Type of Support for the Development of Renewables in Power Generation?*

While most developed and emerging countries support renewable energies in the power sector, they do so in different ways. The three main existing support systems are feed-in-tariffs, feed-in-premiums and tradable renewable quotas. We provide a survey of the literature which compares these support systems. We conclude that tradable renewable quotas suffer from many weaknesses compared to the other two: bad reaction to uncertainty, important risk for funders which increases investment cost, higher transaction costs. Both feed-in-tariffs and premiums have pros and cons and there is little evidence that the transition from the former to the latter, currently occurring in Germany and France, is justified. Finally, beyond the choice between tariff and premium, many concrete choices are at least as important, such as how to finance the support and the differentiation between market segments, necessary to limit the rents but potentially a source of inefficiency. (Paper published in Revue Française d'Économie, 2015/4 Volume XXX | pages 105 to 140).

Jenny Winkler (Research fellow - Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI (Karlsruhe, Germany))

*Impact of Renewables on Electricity Markets – Do Support Schemes Matter?*

Rising proportions of renewables influence electricity markets in several ways: among others, average market prices are reduced and price volatility increases. Therefore, the "missing money problem" in energy-only electricity markets is more likely to occur in systems with high proportions of renewables. Nevertheless, renewables are supported in many countries due to their expected benefits. The kind of support instrument can however affect the degree to which renewables influence the market. While fixed feed-in tariffs lead to higher market impacts, more market-oriented support schemes – such as market premiums, quota systems

and capacity-based payments – decrease the extent to which markets are affected. This paper analyses the market impacts of different support schemes. For this purpose, a new module is added to an existing bottom-up simulation model of the electricity market. In addition, different degrees of flexibility in the electricity system are considered. A case study for Germany is used to derive policy recommendations regarding the choice of support scheme.

(Paper co-authored with *Mario Ragwitz* (FhF-ISI) and published in Energy Policy, Vol.93, June 2016).

## D. 13-06-2016 32nd Session of Seminars on Research into Energy Economics at Paris-Sciences-Lettres

### Are Electricity Consumers Smart?

School of Mines Paris Tech (60 Boulevard Saint-Michel 75006 Paris)

#### Presentations

Bettina Hirl (Assistant, Università della Svizzera Italiana (USI, Lugano, Switzerland))

*Rational Habits in Residential Electricity Demand*

In this presentation, we use a novel approach to improve the understanding of the dynamics of residential electricity demand and the effects of possible energy policies. Rational households looking at the constant maximization of utility over time would also take into account expectations about future prices or consumption of electricity when making their consumption and investment decisions. Hence, expectations about future prices or consumption may have an impact on current decisions. To our knowledge, no study of residential electricity demand considers expectations about future consumption or prices. A recent exception, focused on gasoline, by Scott (2012), estimates rational habit models for gasoline demand in the US, but it is focused on the price as the leading explanatory variable. In this paper, we use the lead time before consumption in our theoretical model. We thus propose a rational habit model with forward-looking consumers for residential electricity demand. We estimate a lead-consumption model using fixed-effects, instrumental variables, and the GMM Blundell-Bond estimator. We find that expectations about future consumption significantly influence current consumption decisions, which suggests that households behave rationally when making decisions about electricity consumption. This novel approach may improve our understanding of the dynamics of residential electricity demand and the

evaluation of the effects of energy policies.

(CERT-ETHZ Working paper co-authored with Massimo Filippini (Professor at ETH Zurich and USI (Lugano)).

Luis Mundaca (Associate Professor, International Institute for Industrial Environmental Economics (IIIEE), Lund University (Sweden))

*Behavioural Energy Economics: Drivers, Concepts and Policy Implications*

How do behavioural failures affect the adoption of low-carbon energy technologies? How are behavioural barriers treated in modelling exercises? What can behavioural economics say about the design of policy instruments? These are some of the questions addressed by this presentation. A critical review is presented of the rational choice theory and technology paradigm that dominates energy and climate policy assessments. Major assessments, initiatives and E-3 models are discussed and confronted with key concepts and research gaps from a behavioural science perspective. The growing discipline of Behavioural Energy Economics is outlined and research is presented focusing on standard vs. behaviourally-oriented real-time feedback in Nordic countries.

## E. 10-05-2016 31st Session of Seminars on Research into Energy Economics at Paris-Sciences-Lettres

### Economics of Adaptation of Housing to Climate Constraints

Université Paris-Dauphine, Amphi 5 (2nd Floor)

#### Presentations

Dorothée Charlier (Maître de conférences, Université Montpellier 1)

*Energy-Efficiency Investments under a Variety of Incentives among French Households*

The residential sector offers considerable potential for reducing energy use through energy-efficient renovation. The objective of the presentation is twofold. First, it aims to provide initial empirical evidence of the extent to which incentives split between landlords and tenants may lead to underinvestment. Second, it investigates the influence of tax credits and energy burdens on energy efficiency expenditure. Given the complexity of studying the decision to invest in energy-saving renovations, a bivariate Tobit model is used to compare decisions about energy-efficient works and repair works, even when the renovation costs seem quite similar. The analysis shows

that tenants are doubly penalized: they have high energy costs due to energy-inefficient building characteristics, and because they are poorer than homeowners, they are unable to invest in energy-saving systems. The results confirm that tax credits are ineffective in the split-incentives context. In terms of public policy, the government should focus on low-income tenants, and mandatory measures such as minimum standards seem appropriate. Financial support from a third-party financer may also be a solution.

(Paper published in Energy Policy, 2015, vol. 87, pp.465-479).

**Matthieu Glachant** (Professor, Mines ParisTech)  
*Adaptation of American Homes to Climate Change*

This paper assesses the economic cost of adapting US dwellings through home improvements and changes in energy consumption. Using household-level data, we estimate the adaptation cost per household to be low: 90 USD for a 1°F increase. This is driven by the fact that the installation and more intensive use of additional air-conditioners are partially offset by lower needs for space heating. These findings deliver an optimistic message about the adaptive capacity of US houses.

(Working Paper co-authored with F. Cohen (LSE) and M. Sodeberg (Mines ParisTech)).

## F. 13-04-2016 30th Session of Seminars on Research into Energy Economics at Paris-Sciences-Lettres

### Arbitrage and Strategic Behaviours in Regional Gas Markets

School of Mines ParisTech (60 Boulevard Saint-Michel 75006 Paris)

#### Presentations

**Yuri Yegorov** (Faculty of Business, Wien University)  
*Arbitrage in Natural Gas Markets: Drivers and Constraints*

Natural gas markets are characterized by the increasing role of liquefied natural gas (LNG) and spot markets, along with deregulation, liberalization and growing competition in many national markets. Rising flexibility in LNG contracts' destination clauses combined with large spreads across locations create the impression of large opportunities for arbitrage. However, technical, contractual and market restrictions, differences in LNG qualities, capacity limits in shipping, liquefaction and re-gasification, as well as high transportation costs are important barriers for any arbitrageur. Taking these costs and barriers into account, arbitrage opportunities

seem to exist in particular from the low-cost US to high-cost regions in Europe and Japan. Since it is difficult to be satisfied with explanations based on these simple economic incentives, further explanations are needed: capacity constraint (US liquefaction plants), high investment costs at the individual level, rational expectations and US government interventions, current and future.

**Robert Ritz** (EPRG, Cambridge University)  
*Strategic Investment, Multimarket Interaction and Competitive Advantage: An Application to the Natural Gas Industry*

This paper presents a game-theory-based analysis of multimarket competition with strategic capacity investments, motivated by recent developments in international natural gas markets. It studies the competitive implications of heterogeneity in company structure arising from asset specificity. A single-market focus confers advantage even in the absence of superior value or cost. Lower costs and a sharper organizational focus are self-enforcing in generating competitive advantage. The paper draws out the implications for core themes in strategy: the intensity of rivalry between firms, different routes to achieve competitive advantage and their interaction, as well as the degree of value capture across different markets. This establishes a novel connection between two of Porter's generic strategies: cost leadership and focus. The model speaks to competition between pipeline gas and liquefied natural gas (LNG) in the post-Fukushima context of intensive competition in the global LNG market.

## G. 16-03-2016 29th Session of Seminars on Research into Energy Economics at Paris-Sciences-Lettres

### Technology Transfer in Green and Efficient Energy Technologies

Université Paris-Dauphine, Amphi 6 (2nd Floor)

#### Presentation

**Antoine Dechezleprêtre** (Grantham Institute, LSE)  
*Carbon Taxes, Path Dependency and Directed Technical Change: Evidence from the Auto Industry*

Can directed technical change be used to combat climate change? We construct new firm-level panel data on auto industry innovation distinguishing between "dirty" (internal combustion engine) and "clean" (e.g. electric and hybrid) patents across 80 countries over several

decades. We show that firms tend to innovate more in clean (and less in dirty) technologies when they face higher tax-inclusive fuel prices. Furthermore, there is path dependence in the type of innovation (clean/dirty) both from aggregate spillovers and from the firm's own innovation history. We simulate the increases in carbon taxes needed to allow clean technologies to overtake dirty technologies.

(Paper co-authored with Philippe Aghion (Harvard University, NBER) and David Hemous (INSEAD and CEPR)).

## H. 17-02-2016 28th Session of Seminars on Research into Energy Economics at Paris-Sciences-Lettres

### Energy and Low Carbon Transition in China

School of Mines Paris Tech (60 Boulevard Saint-Michel 75006 Paris)

#### Presentations

Fergus Green (Policy Analyst, Grantham Institute on Climate change and Environment (LSE))

*China's "New Normal": Structural Change, Better Growth, and Peak Emissions*

In the light of Chinese economic and policy trends affecting the structure of the economy and the consumption of fossil fuels, particularly coal, across power generation, industry and transport, it appears that the peak in China's carbon dioxide emissions from energy, and in overall GHG emissions, is unlikely to occur as late as 2030, and more likely to occur by 2025. It could well occur even earlier than that. This suggests that China's international commitment to peak carbon dioxide emissions "around 2030" should be seen as a conservative "upper limit" from a government that prefers to under-promise and over-deliver. It is important that governments, businesses and citizens everywhere understand this fundamental change in China, reflect on their own ambitions on climate change, and make an upward adjustment in expectations about the global market potential for low-carbon and environmental goods and services.

After the emissions peak, in order to reduce its emissions at a rapid rate, China will need to deepen its planned reforms in cities and in the energy system, supported by a concerted approach to clean innovation, green finance and fiscal reforms.

(Grantham Policy Report, June 2015, co-authored with Nicholas Stern).

Xin Wang (Research Fellow, Institut du Développement Durable et des Relations Internationales)

*Exploring Linkages among China's 2030 Climate Targets*

China published its Intended Nationally Determined Contribution (INDC) to the UNFCCC on 30 June 2015. In this document, China promised to reach its CO<sub>2</sub> emissions peak no later than 2030, reducing its carbon intensity by 60–65% by 2030 relative to the 2005 level, and to increase the proportion of non-fossil fuels in primary energy consumption to 20% by 2030. Using a simple method and official data, this article aims to explore the linkages among these three targets. The carbon emissions peak and the non-fossil fuel proportion of the energy mix can be considered as two main pillars of China's post-2020 climate pledges. To understand the relationship between the two targets, we use a very simple non-modelling approach to demonstrate the implications of the achievement of China's non-fossil fuels target in terms of its carbon emissions peak and the linkage between achieving carbon intensity and non-fossil fuel targets under different growth and energy elasticity assumptions. We illustrate the relationship between the 2030 non-fossil fuels target and the carbon emissions peak, highlighting the potential inconsistency between GDP carbon intensity and non-fossil fuels targets.

We show that as long as China achieves its 2030 non-fossil fuel target, its carbon emissions peak can be attained prior to 2030. We provide a panoramic view of the link between carbon intensity and non-fossil fuel targets with different levels of GDP growth rate and energy elasticity. Two further conclusions based on this finding are: first, that a GDP carbon intensity target may help to control the absolute level of the carbon emissions peak, but it could be inconsistent with the development of non-fossil fuel power; and second, that a GDP energy intensity objective, together with a non-fossil fuel target, is necessary to ensure target consistency.

(Paper co-authored with Shuwei Zhang and published in Climate Policy, January 2016).

# I. 13-01-2016 27th Session of Seminars on Research into Energy Economics at Paris-Sciences-Lettres

## L'entrée de l'éolien dans les marchés électriques

Université Paris-Dauphine, Amphi 5 (2nd Floor)

### Presentations

Thomas-Olivier Léautier (Professeur de Gestion à l'Université de Toulouse et Directeur de recherches à l'École d'Économie de Toulouse)

*Do Costs Fall Faster than Revenues? Dynamics of Renewables Entry into Electricity Markets*

In many countries, the entry of renewable electricity producers has been supported by subsidies and financed by a tax on electricity consumed. This article derives, analytically, the dynamics of the residual generation mix, subsidy, and tax as renewable capacity increases. This enables us to complement and extend previous work by providing analytical expressions for previously obtained simulation results, and deriving additional results. The analysis yields three main findings. First, the subsidy to renewables may never stop, as the value of the energy produced may decrease faster than the cost as renewables capacity increases. Second, high renewables penetration leads to a discontinuity in marginal values, after which the subsidy and tax grow extremely rapidly. Finally, reducing the occurrence of negative prices, for example by providing renewables producers with financial instead of physical dispatch insurance, yields significant benefits.

(Working Paper TSE-691, July 2015, co-authored with Richard Green).

Marie Petitet (Doctorante CIFRE chez RTE, Chaire EEM, Université Paris-Dauphine)

*Carbon Price instead of Support Schemes: Wind Power Investments by the Electricity Market*

The paper studies wind power development within electricity markets with a significant carbon price as the sole incentive. Long term simulation of day-ahead electricity markets and investment decisions by System Dynamics modelling is used to trace changes in the electricity generation mix over a 20-year period from an initial thermal system. A range of constant carbon prices is tested to determine the value above which market-driven development of wind power becomes economically possible and at what scale. This requires not only economic competitiveness versus traditional fossil-fuel technologies in terms of levelled cost, but also

profitability because of the variability in the economic value of wind MWhs. In each carbon price case the proportion of renewable energy production reaches an equilibrium which depends on the carbon price level. Results stress that wind power is profitable for investors only if the carbon price is significantly higher than the price required for making wind power MWhs cost-price competitive. In this context, the market-driven development of wind power only seems possible if there is a strong commitment to climate policy, reflected in a stable, high carbon price. Moreover, market-driven development of wind power becomes more challenging if nuclear power, even costly, is among the investment options.

(Article to be published in The Energy Journal, 2016, vol. 37 n° 4, co-authored with Tanguy Janssen and Dominique Finon).



### Les projets de séminaire PSL au cours du premier semestre 2017

- Mai 2017, Les objectifs de réduction volontaire des émissions de gaz à effet de serre dans les secteurs nationaux de l'énergie

- Juin 2017, Le stockage d'électricité et les nouveaux modèles d'affaire à mettre en place en fonction des nouvelles règles de marché dans un pays

# PLUS D'INFORMATIONS SUR LA CEEM

## Site web CEEM

<http://www.ceem-dauphine.org/home/en>

Il permet la diffusion et la coordination des activités de la CEEM et des différents projets de recherche CEEM. L'accès sécurisé « Membres » contient plusieurs travaux de recherche et les présentations des séminaires internes de recherche CEEM. Plusieurs *working papers* sont en ligne selon un modèle unique et propre à la CEEM : <http://www.ceem-dauphine.org/working/en>.

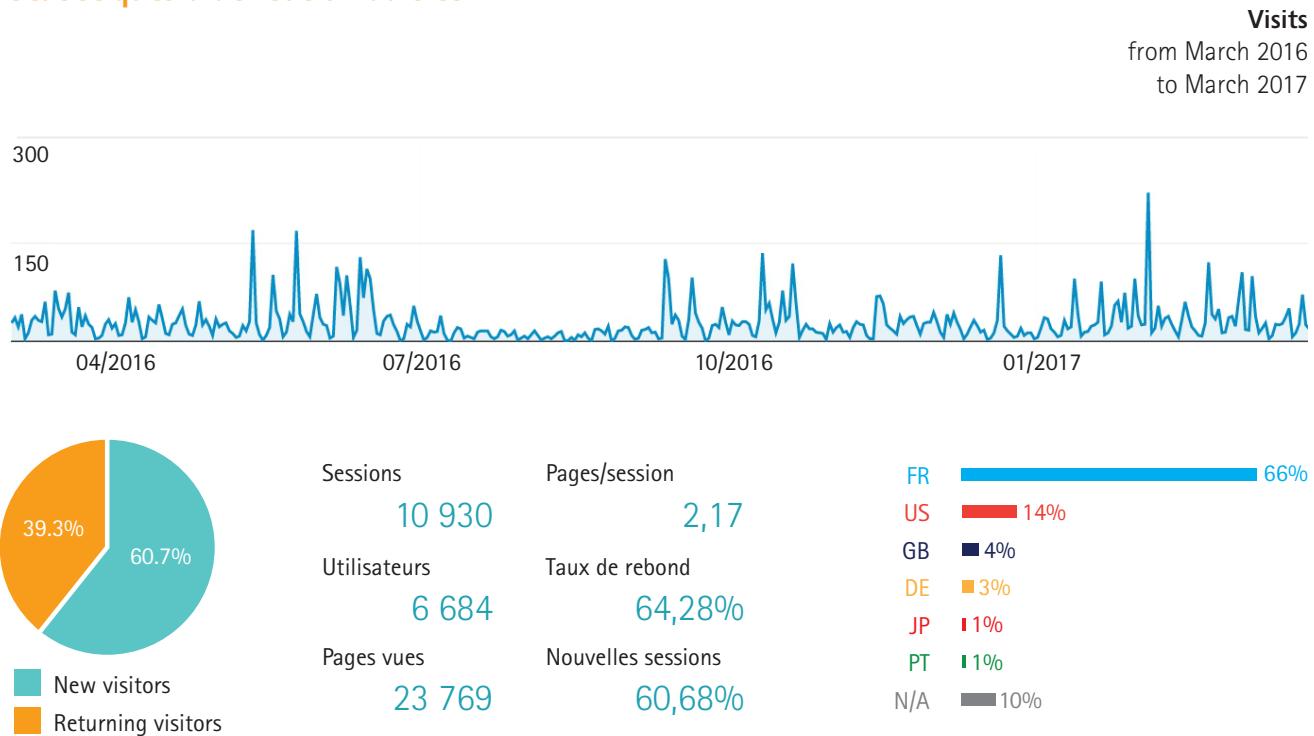
Tous les slides des séminaires scientifiques organisés sont mis en ligne, et téléchargeables.

## Réseaux sociaux

Retrouvez également la CEEM sur LinkedIn :

<http://fr.linkedin.com/pub/ceem-universit%C3%A9-paris-dauphine/87/10b/554>

## Statistiques d'utilisation du site



Source : Google Analytics

# ANNEXE 1: EDITORIAL SPECIAL SECTION

## TOWARDS HYBRID MARKET REGIMES IN THE POWER SECTOR

Dominique Finon, Jan Horst Keppler, Fabien Roques, Energy Policy, Volume 105 (2017), pp. 547–549.

The context and the policy objective guiding the liberalisation of the electricity industry have changed significantly over the past decades. Policy priorities in favour of decarbonisation and maintaining security of supply have taken centre stage on the policy agenda in many countries. The emergence of new decentralised and variable technologies and the change toward fixed cost technologies have profound implications for market dynamics.

Yet the design of liberalised electricity markets has largely failed to evolve and be reconciled with these changes in context and well as policy objectives. As a result the initial "energy market" model is being questioned and a number of reforms have been implemented around the world to the initial market designs.

The Chaire European Electricity Markets (CEEM) organised a conference at the Université Paris-Dauphine University in July 2015 in order to improve our understanding of the evolution required for electricity markets to satisfy the competing objectives of sustainability, security of supply and competitiveness, and to adapt to other changes including new technologies and change in the industry cost structure. For two days, leading scholars from Europe and the Americas discussed the issues raised by market failures and the short-comings of the initial "target model" market design.

One of the key issues that emerged from the discussion is the question of the ability of market price signals to generate sufficient and adequate (i.e. in the optimal generation mix) investment, given the series of market and regulatory imperfections that prevail in current electricity markets, and the many types of policy

*"Adding ad hoc patches in energy-only markets to address a growing list of specific market or regulatory failures combine with the selective support of individual technologies is not a sustainable option."*

interventions. Despite a great variety of points of view on specific issues, a consensus emerged that adding *ad hoc* "patches" to energy-only markets to address some market or regulatory failures and/or support some technologies is not a sustainable option.

Reconciling public policy objectives and free price formation in electricity markets requires the theorisation and implementation of "hybrid market" regimes capable of reconciling public policy objectives and free price formation in a comprehensive and forward-looking fashion. The five articles in this special section all cover different aspects of these "hybrid market" regimes in order to respond to the issues raised by tensions between initial objectives of market liberalisation and the long-term policies goals of decarbonisation whilst maintaining security of supply.

Since the liberalization of the electricity industry in the 1990s in OECD countries, the underlying policy objectives have changed. The objective of the initial reforms was to improve the efficiency of the electricity industry which was then organised around public- or private vertically integrated monopolies. The rise of information technology and combined cycle gas turbines (CCGT) enabled fragmentation of the value chain possible and the introduction of competition in retail and production activities. In the European Union, the liberalisation was also driven by the objective of creating an internal integrated market as the networks were sufficiently developed to facilitate competition between various producers on a large territorial scale. Investment was facilitated by the low capital-intensive profile of CCGT, and there was not much focus on security of supply as often most markets were in an overcapacity situation.

In this context, the main focus of the initial reforms was on the efficient functioning of energy markets and the extension of retail competition in industrialized countries with mature demand. The experience in some developing countries with significant



growth of demand and need for new investment in the early 2000s casted some doubts on the ability of energy markets to provide timely and efficient investment incentives. This led a number of Latin American countries, for instance, to reform the initial market designs and adopt capacity remuneration mechanisms (CRM) and/or auctions for long term contracts to shift risks to consumers.

Since the mid-2000s, new long term policy priorities have emerged in Europe and the US, as well as in other OECD countries: the decarbonisation of the electricity industry and security of supply. This has profound implications for the functioning and optimal design of electricity markets. Priority is given to investing in RES and low-carbon technologies and in peaking units and back-up technologies, whose share of CAPEX per MWh in the cost structure is high, casting a new light on the relationship between market design and the need to allocate risks efficiently in order to minimize financing costs. The use of long term arrangements – feed in tariffs (FITs), fee-in-premium (FIPs), and contracts for difference (CfDs) --to promote variable RES has enabled large-scale deployment of RES production with low variable cost.

But as a result, the investment and coordination signals by market prices have been largely undermined, which raises a number of questions regarding the ability of the

current market design to provide adequate operational and investment incentives. For this reason the market architectures of electricity markets must evolve and a number of countries have embarked on wide ranging reforms of their electricity markets. The energy, reserves and ancillary markets need to be improved to provide better scarcity signals in the short term, whilst mechanisms need to be introduced to facilitate risk transfers and provide long term signals to investors. Downstream, electricity demand must be made more price-responsive to facilitate hourly adjustments and physical supply-demand equilibrium. On the grid side, price signals are needed which better indicate supply constraints in order to provide locational signals to new resources, and changes in the regulation of network tariffs are needed to facilitate their transformation into smart grids.

In the conclusion of the workshop, the overarching question that remained was whether the different reforms point toward a common direction and reveal a structural change of the market regime of the power industry. Indeed we observe a great variety of reforms in response to regulatory imperfections and market failures that characterize current market architectures. For the time being, it appears that a coherent consensus model of comprehensive market design for emerging and advanced economies is still outstanding.

## 1. The contributions in this Special Section

During the conference, a large spectrum of issues was covered. These included short term issues such as the effects of increasing shares of variable renewable energy (VRE) on energy markets and the need for operational flexibility, as well as long term issues such as investment and large scale deployment of low carbon technologies, the impact of VREs on security of supply, and the lack of appropriate locational signals to electricity markets investors and operators, as well as the increasingly important roles of demand response and distribution grids in the integration of decentralised production.

This Special Section gathers some of the key contributions to the Conference that deal with the upstream issues of the electricity system. The papers cover the issues associated with risk allocation and coordination of electricity market participants through price signals for dispatching and investment in generation. The first three papers deal with changes in market designs (capacity mechanisms, long-term arrangements for risk transfer, and reform of support for variable renewables) intended to address some of the well documented market failures. The other two papers explain these changes in market design with an institutional approach and conceptualise the shift towards a hybrid market regime.

The issues related to the downstream of the electricity system are voluntarily left out of this special issue, as the research presented at the conference on these issues did not seem to be as mature and consensual as the research on the upstream part of the value chain. In future, a myriad of changes could coalesce into new business models and bring about new types of market players in different domains, in particular at the end of the value chain : aggregators of RES generation or demand response, decentralised storage, prosumer collectives, etc.). For now, however, these changes remain at too earlier stage to imply a "change of paradigm". While there is a clear possibility, there is also no guarantee that this change will happen. At the present stage, the mutation of the market appears more mature upstream.

This special section presents two original features compared to recent special issues of *The Energy Journal* and *Energy Policy*, which deal with changes in electricity systems and markets resulting from the RES promotion policies<sup>1</sup>. First, it covers market and regulatory imperfections that arise independently from the introduction of renewables in electricity markets, even though the latter's impact is fully recognised. Second, it

includes papers that adopt a comprehensive approach to the changes resulting from the attempt to amend the market design and the new policy priorities towards long term objectives such as decarbonisation and security of supply. In particular two papers attempt to conceptualize and explain the shift towards a new hybrid market regime that consciously integrates the contributions of decentralised market actors and centralised coordination in a coherently conceptualised notion of hybrid markets.

## 2. Overview of the contributions to the special issue

The first three papers deal with market and regulatory imperfections in the market and point toward some of the key elements characterizing the new hybrid market. The first paper studies the limitations of the long-term price signal in the presence of non-convexities. The second paper focuses on rationales for capacity remuneration mechanisms (CRMs) as indispensable complements to energy-only market at the current stage of development. The third paper studies the conditions for social efficiency in the use of contracts for difference (CfD), reliability options and CRMs. These normative papers are followed by two institutional papers investigating the trajectory of the necessary evolution of electricity market regimes given the structural tension between the policy objectives of competitiveness, security of supply (reliability) and sustainability (decarbonisation). The first of these papers develops an institutional framework to conceptualize the different elements of hybrid market regimes, while the second provides a review of recent developments by drawing on the UK and Irish market reforms.

1. Miguel Vasquez, Michele Hallack and Carlos Vasquez<sup>2</sup> discuss the limitation of price signals for long term decisions, given the problem of electricity price definition which is raised in the presence of non-convexities, in particular binary start-up decisions. Short term electricity price setting rules and their long term implications are a highly topical issue, given the large and increasing impact of significant shares of variable renewables on price formation and the relevance of non-convexities due to the permanent adaptation of the conventional equipment that is required by the variability of VREs. Starting from possible pricing regimes that allow for side payments in a short-term setting, the paper then proposes various pricing schemes that contain additional criteria to define the right long term signals, including the opportunity costs for energy pricing. As the authors underline, there exist solutions such as the complex bidding offers on the former

1. The special issue of *The Energy Journal*, co-edited by Carlo A. Bollino and Richard Madlener (2016, Volume 37) entitled "High Shares of Renewable Energy Sources and Need for Electricity Market Reform", with sixteen papers, and the special issue of *Energy Policy* entitled "European Union: Markets and Regulators" coordinated by M.T. Costa-Campi, M. Giuletti, and E. Trujillo-Baut (*Energy Policy*, 2016, Vol. 94).

2. Paper entitled "Price Computation in Electricity Auctions with Complex Rules: An Analysis of Investment Signals".

British pool or the PJM market in the US or capacity mechanisms that complement the revenues from energy markets to trigger investment decision in conventional technologies. Ultimately, the paper provides insights into the various pricing models considered in the specialised literature and thus promotes the debate over the methods and objectives that can be pursued by market designers and operators.

2. Jan Horst Keppler's paper<sup>3</sup> is a building block in the argument in favour of capacity remuneration mechanisms (CRM) versus scarcity pricing, a debate which has been particularly intensive in the European Union during the 2015–2016 discussion on the new Directive for the design of the power market. Challenging the belief in the efficiency of the energy market price signals with scarcity pricing (VOLL pricing) in order to guarantee reliability of supply, this paper provides some conceptual guidance on the rationales for adopting CRMs, which are eyed with suspicion by a profession wedded to the theoretical benchmark model. The profession tends to ignore the two market failures that make CRMs the practically appropriate and theoretically justified policy response to capacity issues. First, energy-only markets fail to internalize security-of-supply (SOS) externalities as involuntary curbs on demand under scarcity pricing generate social costs beyond the private non-consumption of electricity that is not captured in the VOLL. Second, when demand is inelastic and the potential capacity additions are discretely sized, investors will underinvest at the margin rather than overinvest. These two explanations distinguish themselves from the usual explanations in terms of "missing money" resulting from regulatory imperfections such as price caps and imperfect or incomplete markets that would not allow consumers to express their private willingness to pay for security of supply. The paper concludes with some consideration regarding design of CRM, which must include voluntary demand response programs as a way to internalise security of supply externalities and to align private and social preferences for security of supply.

3. Andreas Ehrenmann, Gauthier de Maere d'Aertrycke and Yves Smeers<sup>4</sup> consider the issue of investment decisions in market designs including capacity remuneration mechanisms by integrating the risk faced by decision-makers in a formalized approach that combines a long-term market equilibrium approach and investment modelling with techniques stemming from the finance literature. This yields a fresh perspective because the current literature on market failures regarding investment in liberalized markets is focused

more on reduced investment incentives due to market power or price caps, and less on the high risks for investors in those markets. Long-term contracts and capacity remuneration mechanisms can indeed reduce those risks and accelerate capital cost recovery. The objective of the paper is to demonstrate that remedies to market failures such as long-term contracts, CfDs or reliability options as well as capacity remuneration mechanisms can be assessed by a framework combining stochastic equilibrium modelling with risk management criteria. The main result is that almost all of these instruments require liquidity levels that are unlikely to be met in current markets. If liquidity cannot be provided in each case, as is currently the case, the value of such long-contracts in terms of social welfare is strongly diminished. Capacity markets can serve as an alternative to long-term contracts, but also do not significantly improve welfare if liquidity is limited. The paper concludes by interpreting the respective results for the three mechanisms in terms of the hurdle rate implied by the different risk-management solutions.

4. Fabien Roques and Dominique Finon<sup>5</sup> develop an institutionalist analysis of the ongoing mutation of the electricity market regime. The emergence of policy interventionism in electricity markets raises questions as to how market design can best be adapted to meeting the investment challenge associated with security of supply and decarbonisation objectives. The move from the market regime towards a hybrid regime, which relies on a combination of planning, long-term risk sharing arrangements and improved market signals for short-term coordination, appears to be unavoidable where economic growth necessitates significant development of generation capacities and/or where ambitious decarbonisation policies are adopted. The paper introduces a framework to analyse the role and interactions of the different "modules" or building blocks of the historical market regime. They then show that current reforms lead to the addition of new modules, required to achieve long-term policy objectives, which destabilise the functioning of the modules of the initial market design. The paper reviews a number of international experiences with reforms introducing such hybrid regimes. Whilst there is a wide range of approaches in different countries, the paper identifies some key recurrent elements which characterise a new hybrid regime of the electricity sector that structurally integrates security of supply and decarbonisation objectives. The key changes are the introduction of long term risk sharing and coordination mechanisms and improvements in short-term price signals through the reform of intra-day, real time and reserve markets.

3. Paper entitled "Rationales for Capacity Remuneration Mechanisms: Security of Supply Externalities and Asymmetric Investment Incentives".

4. Paper entitled "Investment with Incomplete Markets for Risk: The Need for Long-Term Contracts".

5. Paper entitled "Adapting Electricity Markets to Security of Supply and Decarbonisation Objectives: Toward a Hybrid Regime".

5. David Newbery<sup>6</sup> illustrates the current evolution of the electricity market regime towards a hybrid market regime to overcome the tensions between sustainability, security of supply and competitiveness, while at the same time maintaining market competition as the principal allocation mechanism. Focus is on the UK electricity market reform which explicitly strives to go beyond the EU energy-only target model for the electricity sector; it is considered impossible to deliver these three conflicting objectives through a short term market price signal alone. In the UK, capacity auctions with long-term contracts for new entrants are considered the least-cost solution compared to relying on expectations of future prices to deliver an adequate generation and demand side response. The UK combines these with feed-in tariffs (FITs) for small scale renewables, while the EU is pressing for feed-in premiums (FIPs). This paper also draws on the UK experience to highlight the problems that have arisen between the diagnosis of the problem and the delivery of solutions. It sets out the theory and practice of delivering low carbon capacity, and security of supply via the auctioning of long term contracts both for large-sized low carbon and RES technology as well as through a capacity remuneration mechanism that allocates long term capacity contracts for new units. While the auctions provide sufficient incentives to reveal information on the anticipated costs of developing capacity, problems may appear with respect to monitoring the capacity auctioned by the regulator. Some reliability risk may be unavoidable in the present system. In Ireland, reforms illustrate the problem and possible answer of how best to deliver security of supply with high shares of intermittent renewables by transforming the system from capacity payments to reliability auctions. Moreover, the new market design also aims at remunerating system services and ancillary services (seven different system service products are indeed recognised) to help develop the supply of such services through auctions that would provide long-term contracts for new installations. Both cases are presented in contrast with the EU energy trilemma and highlight the difficulty of current EU energy policy to integrate long-term concerns adequately.

#### Dominique FINON

CNRS Senior Research Fellow

Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement (CIRED)

Ponts ParisTech & CNRS

[finon@centre-cired.fr](mailto:finon@centre-cired.fr)

#### Jan Horst KEPPLER

Professor of Economics

Scientific Director of the Chaire European Electricity Markets (CEEM)

Université Paris-Dauphine

[jan-horst.keppler@dauphine.fr](mailto:jan-horst.keppler@dauphine.fr)

#### Fabien ROQUES

Associate professor of Economics

Université Paris-Dauphine

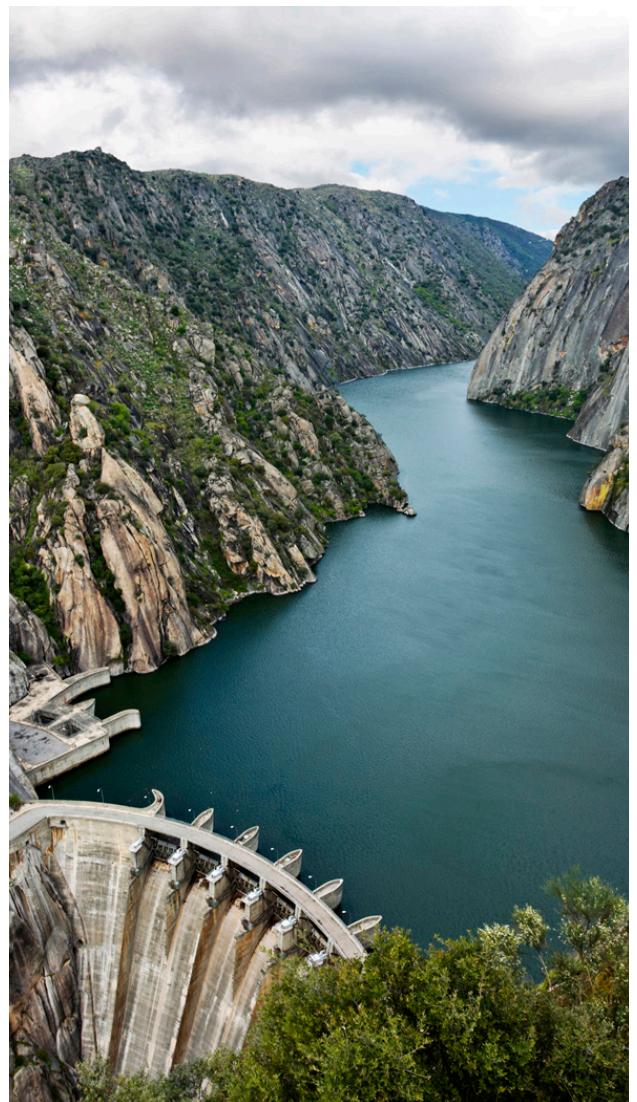
Senior Vice President, Compass Lexecon

[froques@compasslexecon.com](mailto:froques@compasslexecon.com)

#### References

Bollino C.A. and R. Madlener (co-editors), 2016. "High Shares of Renewable Energy Sources and Need for Electricity Market Reform", *The Energy Journal*. 37, Special issue, 1-4.

Costa-Campi M.T., Giuletti M., Trujillo-Baut E. (co-editors), 2016. Special issue on the European Union: Markets and Regulation, Editorial. *Energy Policy*. 94, 396-400...



6. Paper entitled "Tales of Two Islands: Lessons for EU Energy Policy from Electricity Market Reforms in Britain and Ireland".

# ANNEXE 2 : BILAN DÉTAILLÉ

## MANIFESTATIONS ET PUBLICATIONS DES AXES DE RECHERCHE DE LA CHAIRE EUROPEAN ELECTRICITY MARKETS (CEEM), 7/2012 – 3/2017

### AXE DE RECHERCHE 1 : PRICE FORMATION IN EUROPEAN ELECTRICITY MARKETS

#### A. Conférences scientifiques

06 March 2017

Workshop on "Electricity Demand: New Modelling Perspectives"

01 June 2015

Workshop on "Renewables and Electricity Prices: Modeling Approaches"

28 April 2014

European Workshop on "Electricity Price Forecasting"

#### B. Working Papers

"Impact of Variable Renewable Production on Electricity Prices in Germany: a Markov Switching Model"  
par Cyril MARTIN DE LAGARDE et Frédéric LANTZ

"The Value of Flexibility in Power Markets"  
par Stéphane GOUTTE et Philippe VASSILOPOULOS

"Hedging Strategies in Energy Markets: The Case of Electricity Retailers"  
par Raphaël Homayoun BOROUMAND, Stéphane GOUTTE, Simon PORCHER et Thomas PORCHER

"Wind up with Continuous Intraday Electricity Markets? The Integration of Large-Share Wind Power Generation in Denmark"  
par Fatih KARANFIL et Yuanjing LI

"Revisiting Short-Term Price and Volatility Dynamics in Day-Ahead Electricity Markets with Rising Wind Power"  
par Yuanjing LI

"Impacts of Subsidized Renewable Electricity Generation on Spot Market Prices in Germany: Evidence from a GARCH Model with Panel"

par Thao PHAM et Killian LEMOINE

### AXE DE RECHERCHE 2 : ORGANISATION, STRUCTURAL CHANGE AND REGULATION OF EUROPEAN ELECTRICITY MARKETS

#### A. Conférences scientifiques

30 January 2017

Seminar on "European Electricity Market Integration after the "Winter Package": New Impulse or Business as Usual?"

17 October 2016

Conference on "The Impact of Electric Vehicles on the Electricity System"

14 June 2016

Conférence sur les "Prix Plancher du CO2 et réforme de l'EU ETS: Les impacts sur le secteur électrique"

14 March 2016

Workshop on "Market Designs for Low-Carbon Electricity Generation"

12 January 2016

Conference on "Energy, the Market and the Law: A European Dialogue between Economists and Lawyers"

08 and 09 July 2015

Conference on "Elements of a New Target Model for European Electricity Markets"

26 March 2015

Seminar on "Lessons to the European Power Sector from the USA"

9 March 2015

Conference on "National Energy Policies with Respect to Capacity Remuneration Mechanisms (CRM) in the Context of European Targets"

24 November 2014

International Conference on "Investing in European Electricity Markets Today: Challenges and Opportunities"

14 October 2014

International Workshop on "Changing Renewables Support in the EU Electricity Markets"

9 July 2014

European Workshop on "Drifting Apart? Costs, Prices and Tariffs in EU Electricity Markets"

3 April 2014

Seminar on "The European Electricity System in Crisis: The Ways Forward"

21 March 2014

Seminar with John E. Parsons (MIT) on "A Dynamic Model for Risk Pricing in Generation Investments"

18 December 2013

Workshop on "Long-Term Contracting in Electricity Markets: How to Ensure Investments for Supply Security and Climate Policy?"

01 October 2013

Séminaire sur "L'intégration de la « Demand-Response » sur les marchés de l'électricité"

06 June 2013

Séminaire sur "Les régimes de marchés électriques fondés sur les contrats de long-terme: Quelles leçons du modèle brésilien?"

30 May 2013

Conference on "Energy Transitions in France and Germany: Convergences, Divergences and Impact on Europe"

16 April 2013

European Workshop on "Capacity Mechanisms in EU Power Markets: Are They Necessary? How Can We Harmonise Them?"

31 January 2013

Séminaire sur "Les effets de système des énergies renouvelables intermittentes : Mesure et internalisation"

## B. Working Papers

"A Capacity Expansion Model Dealing with Balancing Requirements, Short-Term Operations and Long-Run Dynamics"

par Manuel VILLAVICENCIO

"Determining Optimal Interconnection Capacity on the Basis of Hourly Demand and Supply Functions of Electricity"

par Jan Horst KEPPLER, William MEUNIER et Alexandre COQUENTIN

"Hybrid Electricity Markets with Long-Term Risk-Sharing Arrangements: Adapting Market Design to Security of Supply and Decarbonisation Objectives"

par Dominique FINON et Fabien ROQUES

"Is the Depressive Effect of Renewables on Power Prices Contagious? A Cross Border Econometric Analysis"

par Sébastien PHAN et Fabien ROQUES

"Ensuring Capacity Adequacy during Energy the Transition in Mature Power Markets: A Social Efficiency Comparison of Scarcity Pricing and Capacity Mechanism"

par Marie PETITET, Dominique FINON et Tanguy JANSSEN

"Le besoin de marchés de la flexibilité : L'adaptation du design des marchés électriques aux productions d'énergies renouvelables"

par Dominique FINON

"Les coûts associés à l'insertion des ENR intermittentes dans le système électrique – une revue de la littérature"

par Renaud CRASSOUS et Fabien ROQUES

"Architecture de marché et gestion de la demande électrique"

par Vincent RIOUS et Fabien ROQUES

"Carbon Price Instead of Support Schemes: Wind Power Investments by the Electricity Market"

par Marie PETITET, Dominique FINON et Tanguy JANSSEN

"First Principles, Market Failures and Endogenous Obsolescence: The Dynamic Approach to Capacity Mechanisms"

par Jan Horst KEPPLER

"The Impact of Intermittent Renewable Production and Market Coupling on the Convergence of French and German Electricity Prices"

par Jan Horst KEPPLER, Sébastien PHAN, Yannick LE PEN et Charlotte BOUREAU

*"Capacity Mechanisms and Cross-Border Participation: The EU Wide Approach in Question"*  
par Dominique FINON

*"Assessing Long-Term Effects of Demand Response Policies in Wholesale Electricity Markets"*  
par Mauricio CEPEDA et Marcelo SAGUAN

*"Can We Reconcile Different Capacity Adequacy Policies with an Integrated Electricity Market?"*  
par Dominique FINON

*"Estimation de l'élasticité prix de la demande électrique en France"*  
par Régis BOURBONNAIS et Jan Horst KEPPLER

*"European Electricity Market Reforms: The "Visible Hand" of Public Coordination"*  
par Dominique FINON et Fabien ROQUES

*"Sept propositions pour une Europe électrique efficace et dynamique"*  
par Jan Horst KEPPLER, Dominique FINON et Patrice GEOFFRON

*"How to Correct Long-Term System Externality of Large-Scale Wind Power Development by a Capacity Mechanism?"*  
par Mauricio CEPEDA et Dominique FINON

*"Le rôle croissant de la main visible dans les marchés électriques européens"*  
par Dominique FINON

## AXE DE RECHERCHE 3 : **TRANSPORTATION, DISTRIBUTION, INTELLIGENT NETWORKS, STORAGE AND DEMAND MANAGEMENT**

### A. Conférences scientifiques

28 January 2016  
Conférence sur "La tarification des réseaux électriques : comment envoyer les bons signaux économiques pour la transition énergétique ?"

26 October 2015  
Conférence sur "Les effets sur l'emploi des choix dans le secteur électrique: smart grids et transition énergétique"

04 May 2015  
Conférence autour du Rapport remis à François Hollande sur "Énergie, l'Europe en réseaux : perspectives de coopérations dans les réseaux énergétiques européens"

09 April 2015

Participation de la CEEM au colloque "Transition énergétique et territoires: Quelle place pour les collectivités locales?"

28 January 2015

Conférence sur "Quelle évolution de la tarification des réseaux pour envoyer les bons signaux économiques ?"

24 January 2014

Conférence sur "Quels modèles économiques et outils de régulation pour les smart grids?"

### B. Working Papers

*"An Analytical Approach to Activating Demand Elasticity with a Demand Response Mechanism"*  
par Cédric CLASTRES et Haikel KHALFALLAH

*"Les lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020"*  
par Guillaume DEZOBRY

## LES PUBLICATIONS DES CHERCHEURS DE LA CEEM DANS DES REVUES A COMITÉ DE LECTURE

*"Sept propositions pour une Europe électrique efficace et dynamique"*

par Jan Horst KEPPLER, Dominique FINON et Patrice GEOFFRON (Revue de l'énergie n°612, 1er mars 2013, pp. 95-105).

*"Le besoin de marchés de la flexibilité : L'adaptation du design des marchés électriques aux productions d'énergies renouvelables"*

par Dominique FINON (Revue de l'énergie n°622, novembre-décembre 2014)

*"Hedging Strategies in Energy Markets: The Case of Electricity Retailers"*

par Raphaël Homayoun BOROUMAND, Stéphane GOUTTE, Simon PORCHER and Thomas PORCHER (Energy Economics 51 (2015), pp. 503–509)

*"An Analytical Approach to Activating Demand Elasticity with a Demand Response Mechanism"*

par Cédric CLASTRES et Haikel KHALFALLAH (Energy Economics 52 (2015), pp. 195–206).

*"The Impacts of Variable Renewable Production and Market Coupling on the Convergence of French and*

*"German Electricity Prices"*

par Jan Horst KEPPLER, Sébastien PHAN et Yannick LE PEN  
(The Energy Journal, Vol. 37, No. 3 (2016), pp. 343-359).

*"Carbon Price instead of Support Schemes: Wind Power Investments by the Electricity Market"*

par Marie PETITET, Dominique FINON et Tanguy JANSSEN  
(The Energy Journal, Vol. 37, No. 4. (2016), pp. 109-140)

*"Assessing Long-Term Effects of Demand Response Policies in Wholesale Electricity Markets"*

par Mauricio CEPEDA et Marcelo SAGUAN (Electrical Power and Energy Systems 74 (2016), pp. 142-152)

*"Capacity Adequacy in Power Markets Facing Energy Transition: A Comparison of Scarcity Pricing and Capacity Mechanism"*

par Marie PETITET, Dominique FINON et Tanguy JANSSEN  
(Energy Policy Vol. 103 (2017), pp. 30-46).

*"The Role of Continuous Intraday Electricity Markets: The Integration of Large-Share Wind Power Generation in Denmark"*

par Fatih KARANFIL et Yuanjing LI (The Energy Journal, Vol. 38, No. 2, 2017).

*"Adapting Electricity Markets to Decarbonisation and Security of Supply Objectives: Toward a Hybrid Regime?"*

par Fabien ROQUES et Dominique FINON (Energy Policy, Volume 105 (2017), pp. 584-596).

*"Rationales for Capacity Remuneration Mechanisms: Security of Supply Externalities and Asymmetric Investment Incentives"*

par Jan Horst KEPPLER (Energy Policy, Volume 105 (2017), pp. 562-570).

## LES SÉMINAIRES INTERNES DE RECHERCHE

13 December 2016

"The Issue of Consumer Participation in the Electricity Markets via Platform Market and Aggregators"

23 June 2016

"Demand Response in Liberalized Electricity Markets: Analysis of Aggregated Load Participation in the Power Markets"

12 April 2016

"Power Markets with High Share of Variable Renewables: Analytical Tools for Studying Efficient Adaptations"

8 December 2015

"The Issue of Intraday Market Design Confronted with the Development of Variable RES Generation Production"

19 May 2015

"Plant Level Modelling of the Power Market: between Long- and Short-Term Planning"

16 December 2014

"Do We Need Sub-National Bidding Zones in EU Electricity Markets?"

11 June 2014

"The Impact of Foreign Capacity on EU Capacity Markets: Conditions and Justifications"

29 April 2014

"Modelling the Integration of Electricity Storage in Electricity Markets"



28 January 2014  
"Econometrics of Electricity Markets for Short-Term Forecasting"

12 December 2013  
"Modelling Electricity Markets with System Dynamics"

Yuanjing LI  
"New Dynamics in the Electricity Sector: Consumption-Growth Nexus, Market Structure, and Renewable Power"  
(Directrice : Anna Creti)  
Soutenance effectuée en Novembre 2015

Thao PHAM  
"Market Power in Power Markets in Europe: The Cases of the French and German Wholesale Electricity Markets"  
(Directrice : Sophie Méritet)  
Soutenance effectuée en Mai 2015

## PARTICIPATION AUX SEMINAIRES PSL

Depuis janvier 2013, 35 séminaires de recherches en Économie de l'Énergie de Paris-Sciences-Lettres ont conjointement été organisés par le CERNA (Mines ParisTech), le CGEMP et la Chaire European Electricity Markets (CEEM).

## LES THÈSES SOUTENUES PAR LA CEEM

Charlotte SCOUFLAIRE  
"Capacity Remuneration Mechanisms : Analytical Assessment of Current Experiences and Lessons Learned for Future Market Designs"  
(Directeur Jan Horst Keppler)

Manuel VILLAVICENCIO  
"Analyzing the Optimal Development of Electricity Storage in Electricity Markets with High RES-E Shares"  
(Directeurs : Jan Horst Keppler et Dominique Finon)

Antoine VERRIER  
"Assessment of the Economic Potential for Demand Response Considering Consumers' Preferences: A Quantification of the French Power System"  
(Directeur : Jan Horst Keppler)

Seungman LEE  
"The American and European Lessons of Demand-side Management and its Market Design for Asian Countries"  
(Directeur : Jan Horst Keppler)

Marie PETITET  
"Long-Term Dynamics of Investment Decisions in Electricity Markets with Variable Renewables Development and Adequacy Objectives"  
(Directeurs : Jan Horst Keppler et Dominique Finon)  
Soutenance effectuée en novembre 2016

Hyun Jin Julie YU  
"Public Policies for the Development of Solar Photovoltaic Energy and the Impacts on Dynamics of Technology Systems and Markets"  
(Directeur: Patrice Geoffron)  
Soutenance effectuée en Juin 2016

## ASSISTANCE DE RECHERCHE

Charlotte Boureau a travaillé sur la divergence des prix de l'électricité entre la France et l'Allemagne.  
Sébastien Phan a poursuivi ce travail sous la direction de Jan Horst Keppler. Le travail a abouti à une publication dans une revue à comité de lecture ("The Impacts of Variable Renewable Production and Market Coupling on the Convergence of French and German Electricity Prices" par Jan Horst Keppler, Sébastien Phan et Yannick Le Pen (The Energy Journal, Vol. 37, No. 3 (2016), pp. 343-359)).

Alexandre Coquentin a travaillé sur "Les analyses coûts-bénéfices des montants optimaux d'interconnexions électriques entre les marchés européens principaux" (Codirection : Jan Horst Keppler et Dominique Finon).  
William Meunier a continué ce travail sous le titre "Détermination des capacités maximales d'interconnexion électrique en fonction de la production de renouvelable variable" (Direction : Jan Horst Keppler).

Seungman Lee a travaillé sur l'estimation économétrique de l'élasticité de la demande à base des données de prix et volume horaire de la consommation d'électricité en France (Direction : Cédric Clastres et Patrice Geoffron).

Alexis Paskoff travaille actuellement sur le calcul des rentes des producteurs d'électricité en fonction du mode d'allocation des quotas carbone. L'objectif de ce travail de recherche est de calculer les revenus des différents acteurs système électrique en fonction du mode d'allocation des quotas : gratuit ou au travers d'une bourse de quotas (Direction : Jan Horst Keppler).

---

# CONTACT CEEM

---



CHAIRE EUROPEAN  
ELECTRICITY MARKETS

Fondation Paris-Dauphine

Université Paris-Dauphine  
Place du Maréchal de Lattre de Tassigny  
75775 Paris Cedex 16

**Fatoumata Diallo, Coordinatrice de la CEEM**  
Email : fatoumata.diallo@fondation-dauphine.fr  
Tél. : +33(0)1.44.05.45.54

[www.ceem-dauphine.org](http://www.ceem-dauphine.org)



