



HAL
open science

L'interaction entre les énergies nucléaire et renouvelables et ses effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone

Jan Horst Keppler, Marco Cometto

► **To cite this version:**

Jan Horst Keppler, Marco Cometto. L'interaction entre les énergies nucléaire et renouvelables et ses effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone. *Annales des mines - Série Responsabilité et environnement*, 2013, 1 (69). hal-01609458

HAL Id: hal-01609458

<https://hal.science/hal-01609458>

Submitted on 3 Oct 2017

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



**CHAIRE EUROPEAN
ELECTRICITY MARKETS**
Fondation Paris-Dauphine



**L'INTERACTION DES ENERGIES NUCLEAIRE ET RENOUVELABLES
EFFETS SYSTEMIQUES DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES
BAS CARBONE**

Jan Horst KEPLER et Marco COMETTO



© photo gui yong nian - Fotolia.com © création jellodesign.com

DAUPHINE
UNIVERSITÉ PARIS

Chaire de recherche soutenue par



L'INTERACTION DES ENERGIES NUCLEAIRE ET RENOUVELABLES: EFFETS SYSTEMIQUES DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES BAS CARBONE¹

Jan Horst KEPLER et Marco COMETTO

2013

RESUME

Cet article présente une synthèse des résultats de l'étude « Énergies nucléaire et renouvelables : effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone », récemment publiée par l'Agence pour l'Énergie Nucléaire de l'OCDE. Cette étude analyse les interactions entre les technologies programmables et les énergies renouvelables variables (principalement l'éolien et le solaire), présente les principaux effets de telles interactions sur le système électrique et apporte des estimations empiriques systématiques des coûts associés pour six pays membres de l'OCDE.

Les effets systémiques des énergies renouvelables variables sont évalués à 15-80 USD/MWh, selon la technologie, le pays et le niveau de pénétration. Ces effets systémiques induisent des surcoûts à la production d'électricité qui peuvent aller jusqu'à 30% et qui ne sont généralement pas reconnus. Actuellement, ces surcoûts sont supportés par les opérateurs de centrales programmables ainsi que par les consommateurs à travers des tarifs de réseau plus élevés. Les impacts sur l'énergie nucléaire sont particulièrement saisissants. Protégé dans le court terme par ses faibles coûts variables, l'énergie nucléaire risque de subir une dégradation significative de sa position compétitive à plus long terme suite à la réduction des prix moyens de l'électricité et à la baisse des taux de charge induits par les énergies renouvelables variables.

L'étude recommande que les décideurs prennent désormais en compte ces effets systémiques et les internalisent selon le principe « générateur payeur ». Elle conclut que, dans le cas où les régimes de subventions aux énergies renouvelables restent inchangés, les moyens de production programmables arrivés en fin d'exploitation risquent de ne pas être remplacés à des niveaux suffisants pour garantir la sécurité d'approvisionnement en énergie. Des changements significatifs dans la gestion et l'allocation des coûts deviennent donc indispensables pour assurer une coexistence viable entre l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables dans des systèmes électriques toujours plus décarbonés.

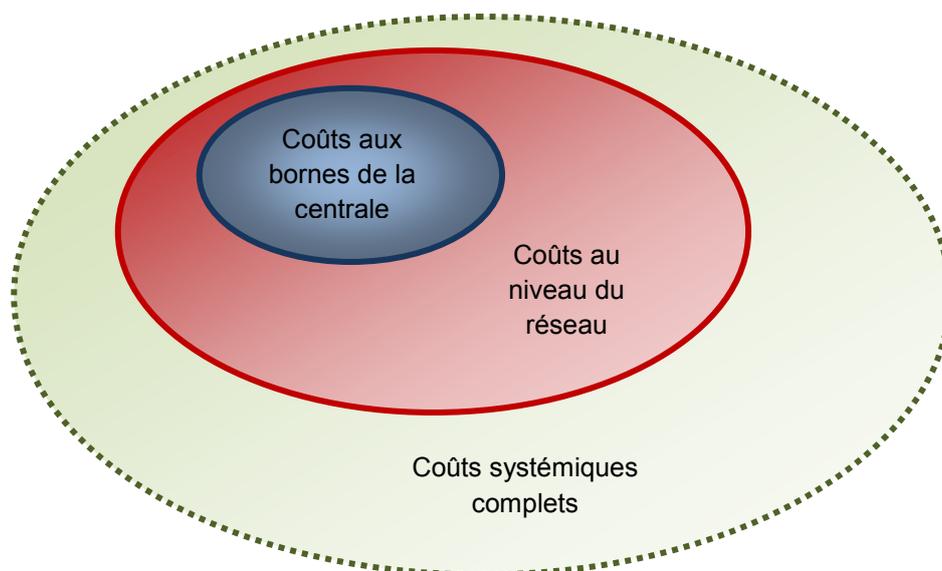
¹ Ce *Working Paper* fut publié sous le titre "L'interaction entre les énergies nucléaire et renouvelables et ses effets systémiques dans les réseaux électriques" (2013) par Jan Horst Keppler et Marco Cometto dans les *Annales des Mines : Responsabilité et Environnement* 69(1), janvier 2013, p. 29-35. Il est basé sur le rapport *Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Integrated Electricity Systems* (2012), OECD Nuclear Energy Agency, Paris, par les memes auteurs.

1. QU'ENTEND-ON PAR "EFFETS SYSTEMIQUES"?

Les centrales de production d'électricité ne sont pas des éléments isolés, mais interagissent entre elles ainsi qu'avec les consommateurs et l'environnement naturel, économique et social par l'intermédiaire du réseau électrique. Leurs interdépendances sont accrues par le fait que seules de petites quantités de stockage d'électricité sont disponibles à des coûts compétitifs. La production d'électricité génère ainsi des coûts à la charge du système électrique dans son intégralité qui dépassent le périmètre d'une centrale individuelle. L'intermittence de la production, la congestion ou l'instabilité accrue des réseaux constituent tous des effets systémiques. D'autres effets externes au marché de l'électricité, tels que l'impact sur la qualité de l'environnement ou les risques pour la sécurité d'approvisionnement, peuvent être également considérés comme des effets externes ou des effets de système, même s'ils sont d'une nature différente.

Cette étude s'intéresse principalement aux coûts engendrés au sein du système électrique pour les producteurs, les consommateurs et les gestionnaires de réseau de transport. Ce sous-ensemble des coûts systémiques véhiculés par le réseau électrique est désigné dans l'étude par "coûts réseau" (voir Figure 1 ci-dessous). Ces coûts réseau peuvent être globalement divisés en deux catégories : (1) coûts d'investissements supplémentaires destinés à l'extension et au renforcement des réseaux de transport et de distribution ainsi qu'au raccordement de nouvelles capacités au réseau et (2) coûts pour l'équilibrage de la production et de la demande à court terme et pour le maintien de capacités de réserve suffisantes pour garantir l'approvisionnement à long terme.

Figure 1: Coûts aux bornes de la centrale, « coûts réseau » et coûts systémiques complets



En outre, le déploiement d'une part importante d'énergies renouvelables intermittentes affecte profondément la structure, le financement et le mode d'exploitation des systèmes électriques en

général et la production électronucléaire en particulier. Les trois effets principaux faisant partie de cette catégorie sont :

- a) La baisse et la variabilité accrue des prix de l'électricité sur les marchés de gros dues à l'afflux des énergies renouvelables variables ayant de faibles coûts marginaux ;
- b) La réduction des facteurs de charge des technologies programmables (effet de compression);
- c) La désoptimisation de la structure de production actuelle combinée à l'afflux des énergies renouvelables implique le creusement d'un écart entre les coûts de production de l'électricité et les prix des marchés de gros.

2. ÉNERGIE NUCLEAIRE ET EFFETS SYSTEMIQUES

Comme tout autre moyen de production d'électricité, l'énergie nucléaire a ses propres effets de système, mais contribue aussi à gérer les effets de système des autres technologies, en particulier ceux des énergies renouvelables variables. On présente d'abord les principaux éléments qui différencient les centrales nucléaires des autres moyens de production programmables à l'égard des effets de système, et on traite ensuite la contribution des centrales nucléaires à la flexibilité du système électrique.

Les effets systémiques les plus importants de l'énergie nucléaire relèvent des exigences en matière de localisation des centrales, des besoins spécifiques en matière d'ajustement liés à leur taille, ainsi qu'aux implications sur la configuration et les caractéristiques techniques du réseau électrique. En règle générale, les centrales nucléaires imposent au système électrique des conditions plus contraignantes en termes de stabilité et de sécurité des réseaux ainsi que des contraintes particulières pour la configuration de ces derniers. Aussi, en raison de la taille importante des centrales nucléaires, le gestionnaire du réseau de transport peut devoir augmenter le niveau de réserve tournante nécessaire à compenser le risque d'une baisse de la fréquence du réseau en cas d'arrêt du réacteur. Ces exigences engendrent des coûts supplémentaires à la charge du système électrique dans son ensemble. Les contraintes en matière d'implantation peuvent également affecter la rentabilité des centrales nucléaires car le choix du site peut parfois durer longtemps, imposer des adaptations à la conception de la centrale ou avoir des conséquences sur son rendement ; toutefois, ces derniers coûts sont principalement pris en charge par le responsable de la centrale et ont un impact modeste sur le système électrique. En général, les coûts supplémentaires imposés au système électrique dans son ensemble restent très limités.

Dans la plupart des pays de l'OCDE, les centrales nucléaires sont exploitées à un niveau de puissance stable et proche de la pleine capacité pour fournir de l'électricité en base ; tant que les prix sont stables, ce mode d'exploitation est non seulement le plus simple mais également le plus rentable. Il y a cependant un certain nombre de pays où les centrales nucléaires participent au réglage primaire et secondaire de la fréquence, contribuant ainsi à la stabilité du réseau électrique, ou fonctionnent en

mode de suivi de charge, en contribuant de façon significative à la flexibilité du système électrique. Pour différentes raisons, les centrales nucléaires en France et en Allemagne ont acquis une expérience significative de fonctionnement en suivi de charge. En France, la capacité nucléaire est supérieure aux besoins en base pendant certaines périodes, au cours desquelles il est nécessaire de réduire le taux de charge. En Allemagne, la part plus importante d'énergies renouvelables variables a plusieurs fois conduit à des prix inférieurs aux coûts marginaux du nucléaire, et parfois même à des prix négatifs, ce qui a contraint les opérateurs nucléaires à baisser la charge. D'après les expériences française et allemande, les centrales nucléaires ont les capacités techniques pour fonctionner en suivi de charge. Les capacités d'un suivi de charge à court terme des centrales nucléaires sont comparables à celles des centrales au charbon et légèrement en-deçà de celles des centrales à cycle combiné. Elles restent clairement inférieures à celles des turbines à gaz à cycle ouvert (OCGT) mais les coûts variables très élevés de ces dernières limitent leur utilisation aux besoins de pointe les plus extrêmes (voir Table 1).

Table 1: Comparaison de la capacité de suivi de charge des centrales programmables

	<i>Temps de démarrage</i>	<i>Variation de puissance maximale en 30 sec</i>	<i>Vitesse maximale de variation de puissance (%/min)</i>
Turbine à gaz à cycle ouvert (OCGT)	10-20 min	20-30 %	20 %/min
Centrale à gaz à cycle combiné (CCGT)	30-60 min	10-20 %	5-10%/min
Centrale à charbon	1-10 heure(s)	5-10 %	1-5%/min
Centrale nucléaire	2 heures - 2 jours	jusqu'à 5%	1-5%/min

3. MESURER LES EFFETS SYSTEMIQUES

Une des contributions principales de la présente étude repose sur l'évaluation quantitative des coûts systémiques au niveau du réseau dans plusieurs pays membres de l'OCDE, notamment la Finlande, la France, l'Allemagne, la Corée, le Royaume Uni et les États-Unis. À partir d'une méthodologie commune et de données issues d'études nationales, les coûts d'équilibrage à court terme, d'adéquation de capacité à long terme ainsi que les coûts de connexion, d'extension et de renforcement de réseau ont été calculés pour différentes technologies de production électrique. Les technologies considérées dans l'étude sont le nucléaire, le charbon, le gaz, le solaire photovoltaïque et l'éolien terrestre et offshore. Les coûts de système, calculés pour des niveaux de pénétration des différentes technologies de 10 % et de 30 %, sont présentés dans la Table 2.

Les résultats montrent que les coûts systémiques des technologies programmables sont relativement modestes et généralement inférieurs à 3 USD/MWh. Ces coûts sont considérablement plus élevés pour les technologies variables et peuvent atteindre 40 USD/MWh pour l'éolien terrestre, 45 USD/MWh pour l'éolien offshore et 80 USD/MWh pour le solaire. Pour ces technologies, les besoins d'adéquation du réseau et de connexion en constituent la partie la plus importante. La

fourchette des valeurs estimées est très large (entre 15 et 80 USD/MWh) et dépend des conditions géographiques et climatiques de chaque pays, de la technologie considérée et de son niveau de pénétration. En particulier, les coûts de système augmentent plus que linéairement avec le taux de pénétration des énergies renouvelables variables. Toutefois, même dans les cas les plus favorables, les coûts de système des énergies renouvelables variables sont trop importants pour être ignorés.²

Table 2 : Coûts systémiques au niveau du réseau dans quelques pays de l'OCDE

Allemagne												
	Coûts systémiques au niveau réseau [USD/MWh]											
<i>Technologie</i>	<i>Nucléaire</i>		<i>Charbon</i>		<i>Gaz</i>		<i>Eolien sur terre</i>		<i>Eolien offshore</i>		<i>Solaire</i>	
<i>Niveau de pénétration</i>	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
<i>Coûts de réserve (adéquation)</i>	0.00	0.00	0.04	0.04	0.00	0.00	7.96	8.84	7.96	8.84	19.22	19.71
<i>Coûts de rééquilibrage</i>	0.52	0.35	0.00	0.00	0.00	0.00	3.30	6.41	3.30	6.41	3.30	6.41
<i>Connexion au réseau</i>	1.90	1.90	0.93	0.93	0.54	0.54	6.37	6.37	15.71	15.71	9.44	9.44
<i>Renforcement et extension du réseau</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.73	22.23	0.92	11.89	3.69	47.40
Coûts systémiques totaux au niveau réseau	2.42	2.25	0.97	0.97	0.54	0.54	19.36	43.85	27.90	42.85	35.64	82.95

Corée												
	Coûts systémiques au niveau réseau [USD/MWh]											
<i>Technologie</i>	<i>Nucléaire</i>		<i>Charbon</i>		<i>Gaz</i>		<i>Eolien sur terre</i>		<i>Eolien offshore</i>		<i>Solaire</i>	
<i>Niveau de pénétration</i>	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
<i>Coûts de réserve (adéquation)</i>	0.00	0.00	0.03	0.03	0.00	0.00	2.36	4.04	2.36	4.04	9.21	9.40
<i>Coûts de rééquilibrage</i>	0.88	0.53	0.00	0.00	0.00	0.00	7.63	14.15	7.63	14.15	7.63	14.15
<i>Connexion au réseau</i>	0.87	0.87	0.44	0.44	0.34	0.34	6.84	6.84	23.85	23.85	9.24	9.24
<i>Renforcement et extension du réseau</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.81	2.81	2.15	2.15	5.33	5.33
Coûts systémiques totaux au niveau réseau	1.74	1.40	0.46	0.46	0.34	0.34	19.64	27.84	35.99	44.19	31.42	38.12

États-Unis												
	Coûts systémiques au niveau réseau [USD/MWh]											
<i>Technologie</i>	<i>Nucléaire</i>		<i>Charbon</i>		<i>Gaz</i>		<i>Eolien sur terre</i>		<i>Eolien offshore</i>		<i>Solaire</i>	
<i>Niveau de pénétration</i>	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
<i>Coûts de réserve (adéquation)</i>	0.00	0.00	0.04	0.04	0.00	0.00	5.61	6.14	2.10	6.85	0.00	10.45
<i>Coûts de rééquilibrage</i>	0.16	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	2.00	5.00	2.00	5.00	2.00	5.00
<i>Connexion au réseau</i>	1.56	1.56	1.03	1.03	0.51	0.51	6.50	6.50	15.24	15.24	10.05	10.05
<i>Renforcement et extension du réseau</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.20	2.20	1.18	1.18	2.77	2.77
Coûts systémiques totaux au niveau réseau	1.72	1.67	1.07	1.07	0.51	0.51	16.30	19.84	20.51	28.26	14.82	28.27

Finlande												
	Coûts systémiques au niveau réseau [USD/MWh]											
<i>Technologie</i>	<i>Nucléaire</i>		<i>Charbon</i>		<i>Gaz</i>		<i>Eolien sur terre</i>		<i>Eolien offshore</i>		<i>Solaire</i>	
<i>Niveau de pénétration</i>	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
<i>Coûts de réserve (adéquation)</i>	0.00	0.00	0.06	0.06	0.00	0.00	8.05	9.70	9.68	10.67	21.40	22.04
<i>Coûts de rééquilibrage</i>	0.47	0.30	0.00	0.00	0.00	0.00	2.70	5.30	2.70	5.30	2.70	5.30
<i>Connexion au réseau</i>	1.90	1.90	1.04	1.04	0.56	0.56	6.84	6.84	18.86	18.86	22.02	22.02
<i>Renforcement et extension du réseau</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	1.72	0.12	1.04	0.56	4.87
Coûts systémiques totaux au niveau réseau	2.37	2.20	1.10	1.10	0.56	0.56	17.79	23.56	31.36	35.87	46.67	54.22

France												
	Coûts systémiques au niveau réseau [USD/MWh]											
<i>Technologie</i>	<i>Nucléaire</i>		<i>Charbon</i>		<i>Gaz</i>		<i>Eolien sur terre</i>		<i>Eolien offshore</i>		<i>Solaire</i>	
<i>Niveau de pénétration</i>	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
<i>Coûts de réserve (adéquation)</i>	0.00	0.00	0.08	0.08	0.00	0.00	8.14	8.67	8.14	8.67	19.40	19.81
<i>Coûts de rééquilibrage</i>	0.28	0.27	0.00	0.00	0.00	0.00	1.90	5.01	1.90	5.01	1.90	5.01
<i>Connexion au réseau</i>	1.78	1.78	0.93	0.93	0.54	0.54	6.93	6.93	18.64	18.64	15.97	15.97
<i>Renforcement et extension du réseau</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.50	3.50	2.15	2.15	5.77	5.77
Coûts systémiques totaux au niveau réseau	2.07	2.05	1.01	1.01	0.54	0.54	20.47	24.10	30.83	34.47	43.03	46.55

² A titre d'exemple, les coûts de système pour l'éolien s'élèvent à un tiers des coûts de génération pour une technologie de base aux Etats-Unis et à la moitié en Europe.

Royaume-Uni												
Coûts systémiques au niveau réseau [USD/MWh]												
Technologie	Nucléaire		Charbon		Gaz		Eolien sur terre		Eolien offshore		Solaire	
	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
Niveau de pénétration												
Coûts de réserve (adéquation)	0.00	0.00	0.06	0.06	0.00	0.00	4.05	6.92	4.05	6.92	26.08	26.82
Coûts de rééquilibrage	0.88	0.53	0.00	0.00	0.00	0.00	7.63	14.15	7.63	14.15	7.63	14.15
Connexion au réseau	2.23	2.23	1.27	1.27	0.56	0.56	3.96	3.96	19.81	19.81	15.55	15.55
Renforcement et extension du réseau	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.95	5.20	2.57	4.52	8.62	15.18
Coûts systémiques totaux au niveau réseau	3.10	2.76	1.34	1.34	0.56	0.56	18.60	30.23	34.05	45.39	57.89	71.71

L'estimation des coûts systémiques au niveau du réseau permet également de calculer les coûts complets de l'approvisionnement en électricité avec et sans énergies renouvelables variables. Le coût total d'approvisionnement en électricité augmenterait de 5% à 50% pour un taux de pénétration de 10%. Ce coût augmenterait de façon considérable avec la part des énergies renouvelables : pour une part de marché de 30%, le coût par MWh pourrait augmenter de 16 % à 150 %, selon le pays. Ceci est le résultat de la combinaison de plusieurs facteurs : coûts d'investissement, coûts d'équilibrage et coûts pour les capacités de réserve plus élevés et dépenses supplémentaires sur les réseaux de transport et de distribution.

Une autre contribution importante consiste dans l'évaluation de l'impact des énergies renouvelables variables sur la rentabilité des technologies programmables de production d'électricité, en particulier la production électronucléaire, à la fois sur le court et le long terme. À court terme, et en conservant la structure actuelle du mix de production électrique, toutes les technologies programmables (nucléaire, charbon et gaz) vont subir une baisse des prix moyens de l'électricité et une réduction de leurs facteurs de charge. Grâce à des coûts variables relativement faibles, les centrales nucléaires existantes vont être relativement moins pénalisées que les centrales à gaz et à charbon, dont la rentabilité est déjà aujourd'hui considérablement affectée dans certains pays. La Table 3 ci-dessous donne une première indication des baisses des facteurs de charge et de rentabilité pour les technologies existantes pour un cas d'étude³.

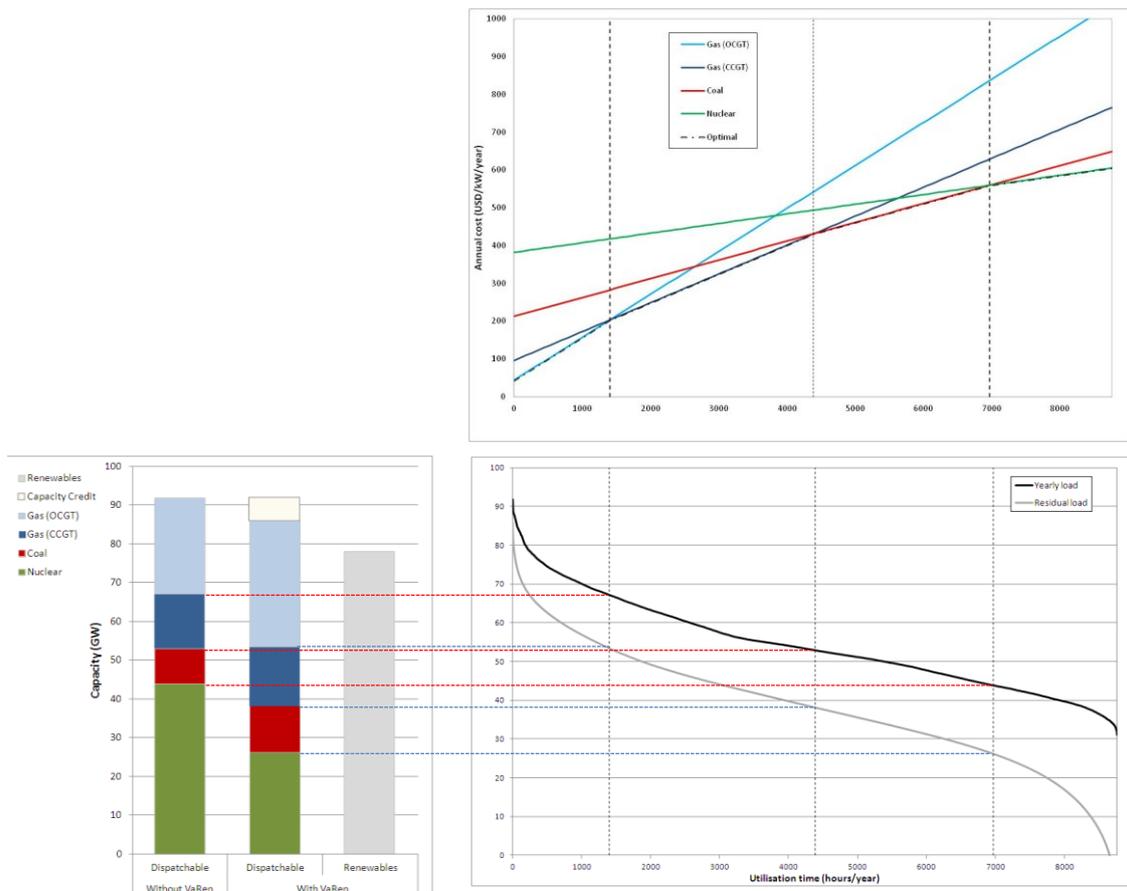
Table 3: Pertes de charge électrique et de rentabilité à court terme

		Niveau de pénétration de 10%		Niveau de pénétration de 30%	
		Eolien	Solaire	Eolien	Solaire
Pertes de charge	Turbine à gaz cycle ouvert (OCGT)	-54%	-40%	-87%	-51%
	Centrale à gaz à cycle combiné (CCGT)	-34%	-26%	-71%	-43%
	Centrale à charbon	-27%	-28%	-62%	-44%
	Centrale nucléaire	-4%	-5%	-20%	-23%
Pertes de rentabilité	Turbine à gaz cycle ouvert (OCGT)	-54%	-40%	-87%	-51%
	Centrale à gaz à cycle combiné (CCGT)	-42%	-31%	-79%	-46%
	Centrale à charbon	-35%	-30%	-69%	-46%
	Centrale nucléaire	-24%	-23%	-55%	-39%
Variation du prix de l'électricité		-14%	-13%	-33%	-23%

³ Les simulations présentées reposent sur une modélisation simplifiée de la structure de production électrique française sur la base des données RTE.

Dans le long terme, l'introduction des énergies renouvelables variables va changer radicalement le mix de production optimal au fur et à mesure que les technologies à coûts fixes élevés sortent du marché en raison de la diminution du facteur de charge. Le nouveau mix énergétique comprendra plus de capacité de pointe (gaz) et de semi-base ; par contre la part des moyens de production de base tels que le nucléaire diminuera considérablement. La Figure 2 montre les courbes de charge des moyens programmables avant et après l'introduction de 30% d'électricité variable et les mix énergétiques optimisés dans les deux configurations.

Figure 2: Mix énergétiques optimisés avec et sans renouvelables (30% éolien)



La mise sur le marché de grandes quantités d'électricité à faible coût marginal cause, à court terme, une baisse significative du prix moyen de l'électricité sur les marchés de gros (voir Table 3). Par contre, dans le long terme le prix moyen de l'électricité aura tendance à rester stable suite à la reconfiguration du système et à la sortie des moyens de production d'électricité programmables à faible coût marginal.

Finalement, le déploiement des énergies renouvelables variables pourrait avoir des conséquences inattendues pour les émissions de carbone dans le long et dans le court terme. Dans le court terme, les énergies renouvelables variables substituent des moyens de productions programmables émetteurs de CO₂ (charbon et gaz), et permettent ainsi de réduire les émissions de carbone (de 30-

60% dans nos exemples). Toutefois, de telles performances ne sont pas toujours maintenues dans le long terme. En particulier, les émissions de CO₂ peuvent augmenter lorsque le mix énergétique contient du nucléaire comme moyen de production de base. Dans ce cas et en maintenant inchangé le prix du carbone, la production d'électricité d'origine nucléaire est substituée non seulement par des renouvelables mais aussi par des combustibles fossiles émetteurs de CO₂ (le bilan en carbone dans le court et dans le long terme est dressé dans la Table 4 pour 4 scénarios analysés).

Table 4: Émissions carbone pour différents scénarios de déploiements de renouvelables

	<i>Reference</i> [Mio tonnes of CO ₂]	<i>10% Penetration level</i>		<i>30% Penetration level</i>	
		<i>Wind</i> [%]	<i>Solar</i> [%]	<i>Wind</i> [%]	<i>Solar</i> [%]
<i>Short-term</i>	59.3	-31%	-29%	-66%	-44%
<i>Long-Term</i>		2%	4%	26%	125%

4. INTERNALISATION DES EFFETS SYSTEMIQUES ET RECOMMANDATIONS EN MATIERE DE POLITIQUE ENERGETIQUE

L'introduction de grandes quantités d'énergies renouvelables variables crée, à différents niveaux, une situation radicalement nouvelle sur les marchés de l'électricité de gros qui nécessitera l'adaptation rapide de tous les acteurs. Actuellement, les producteurs d'électricité programmables sont soumis à des pressions commerciales grandissantes dues à la baisse des prix de gros et à la réduction des facteurs de charge, liées au déploiement des énergies renouvelables subventionnées. Les impacts sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité sont particulièrement inquiétants : seuls le surplus de capacité accumulé au cours de périodes passées et la faiblesse actuelle de la demande en électricité dans les pays de l'OCDE ont permis d'éviter des tensions plus sérieuses.

Du fait de leur ampleur, les coûts systémiques techniques et financiers ne peuvent plus continuer à être supportés de manière implicite et non transparente par les exploitants de technologies programmables à travers des services actuellement non rémunérés. Cela nécessite de créer des cadres institutionnels, réglementaires et financiers nouveaux et innovants qui permettraient l'émergence de marchés rémunérant les services de flexibilité, comprenant la fourniture de services d'équilibrage à court terme et, surtout, la mise à disposition de capacités de réserve programmable en quantité suffisante à long terme.

La rémunération des services de flexibilité actuellement fournis par les moyens de productions programmables permettrait à ces derniers de générer des revenus supplémentaires et pouvoir ainsi rester sur le marché et continuer à fournir ces services nécessaires au système. Dans ce contexte des paiements de capacité ou des marchés avec obligation de capacité pourraient jouer un rôle particulier pour rémunérer les capacités programmables uniquement pour leur disponibilité en cas de besoin. La mise en place de contrats à long terme et à prix fixes souscrits par les gouvernements

sous la forme de contrats de différence ou de tarifs de rachat garantis permettrait aussi de garantir des parts de production certaine aux moyens de production programmables.

L'ampleur des effets de système attribuable aux énergies renouvelables demande de repenser les mécanismes par lesquels les subventions sont accordées. A l'heure actuelle, la combinaison des tarifs de rachat garantis (*feed-in tariff*) et de la priorité réseau accordée aux énergies renouvelables, signifie qu'il n'y a aucune incitation à ce que celles-ci ajustent leur charge aux conditions générales du marché. D'autres mécanismes seraient plus efficaces que le système actuel : les primes d'achat (*feed-in premiums*) ou bien encore l'obligation pour tous les fournisseurs, y compris les producteurs d'électricité issue d'énergies renouvelables variables, d'injecter, heure par heure, des quantités constantes d'électricité dans le système. A plus long terme, on peut préconiser la fin progressive des subventions accordées aux énergies renouvelables variables, couplée avec l'internalisation des coûts d'équilibrage et de réseau et avec une allocation des coûts de connexion aux développeurs des centrales.

Dans ce contexte, nous proposons quatre recommandations en matière de politique énergétique:

1 – Il est important de garantir la transparence des coûts de production de l'électricité au niveau système. Les décisions en matière de politique énergétique qui concernent les marchés de l'électricité doivent prendre en compte l'ensemble des coûts systémiques relatifs aux différentes technologies.

2 – Des instruments de régulation doivent être préparés avec l'objectif de minimiser les coûts systémiques et de favoriser leur internalisation au moindre coût. Quatre points ont une importance particulière pour rendre les futurs marchés de l'électricité plus robustes et pour garantir la sécurité de l'approvisionnement électrique :

- a) **La réduction des revenus des exploitants de moyens de production programmables, due à l'effet de compression, doit être reconnue et compensée de manière adéquate par des paiements de capacité ou des marchés avec obligations de capacité.**
- b) **Pour internaliser de manière effective les coûts systémiques d'équilibrage et d'adéquation, tous les exploitants devraient être obligés d'injecter heure par heure des quantités constantes d'électricité dans le système plutôt que des quantités aléatoires d'électricité variable.**
- c) **Bien que les coûts de renforcement du réseau et d'interconnexion soient difficiles à imputer à une technologie en particulier, les coûts de connexion au réseau doivent être alloués autant que possible aux exploitants concernés.**
- d) **Les conséquences de différentes stratégies pour la fourniture de capacités de réserve sur les émissions de carbone doivent être analysées et internalisées à l'aide d'une taxe carbone robuste.**

3 – L'intérêt des technologies programmables bas carbone venant en complément de l'introduction des énergies renouvelables variables doit être reconnu de manière plus affirmée. La combinaison des marchés de capacité, des contrats d'approvisionnement à long terme et des taxes carbone peut fournir un environnement de marché permettant à l'énergie nucléaire et aux autres technologies programmables bas carbone de rester économiquement viables.

4 – Des ressources flexibles pour les futurs systèmes bas carbone doivent être développées. Au stade actuel du développement technologique, les systèmes électriques à faible émissions de carbone vont inévitablement être basés sur des parts significatives d'énergies renouvelables variables et d'énergie nucléaire. Il est donc recommandé que des ressources flexibles soient développées sur la base d'une approche systémique dans laquelle l'ensemble des coûts et les interdépendances sont reconnus. Cela nécessitera d'augmenter les aptitudes de suivi de charge pour les technologies bas carbone programmables, y compris le nucléaire, l'accroissement des capacités de stockage, l'augmentation des interconnexions internationales et une plus grande flexibilité de la demande face aux évolutions du marché.