

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

Par Pr. Jan Horst KEPLER\* et Marco COMETTO\*\*

**Nous présentons dans cet article 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 ces 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 de 15 à 80 dollars/MWh, selon la technologie utilisée, le pays et le niveau de pénétration. Ces effets systémiques induisent des surcoûts dans la production d'électricité qui peuvent aller jusqu'à 30 % et qui généralement ne sont pas reconnus. Actuellement, ces surcoûts sont supportés par les opérateurs de centrales programmables ainsi que par les consommateurs, à travers des tarifs plus élevés de l'électricité fournie par les réseaux. Les impacts sur l'énergie nucléaire sont particulièrement saisissants. Protégée 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 de l'Agence de l'Énergie Nucléaire de l'OCDE recommande que les décideurs prennent désormais en compte ces effets systémiques et les internalisent selon le principe du « générateur payeur ». Elle conclut que, dans le cas où les régimes de subventions aux énergies renouvelables resteraient inchangés, le remplacement des moyens de production programmables arrivés en fin d'exploitation risquerait de ne pas être suffisant pour garantir la sécurité d'approvisionnement en énergie. Des changements significatifs dans la gestion des réseaux 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 dé-carbonés.

## Qu'entend-on par effet systémique ?

Les centrales de production d'électricité ne sont pas des éléments isolés : elles 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 des petites quantités de stockage d'électricité sont disponibles à des coûts compétitifs. La production d'électricité par une centrale donnée génère ainsi des coûts à la charge du système électrique dans son intégralité, qui dépassent le périmètre de la centrale considérée. L'intermittence de la production, la congestion ou l'instabilité accrue des réseaux constituent toutes 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 l'expression « coûts réseau » (voir la figure 1). Globalement, ces coûts réseau peuvent être classés dans deux catégories : a) les 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 b) les coûts de l'équilibrage de la production, de la demande



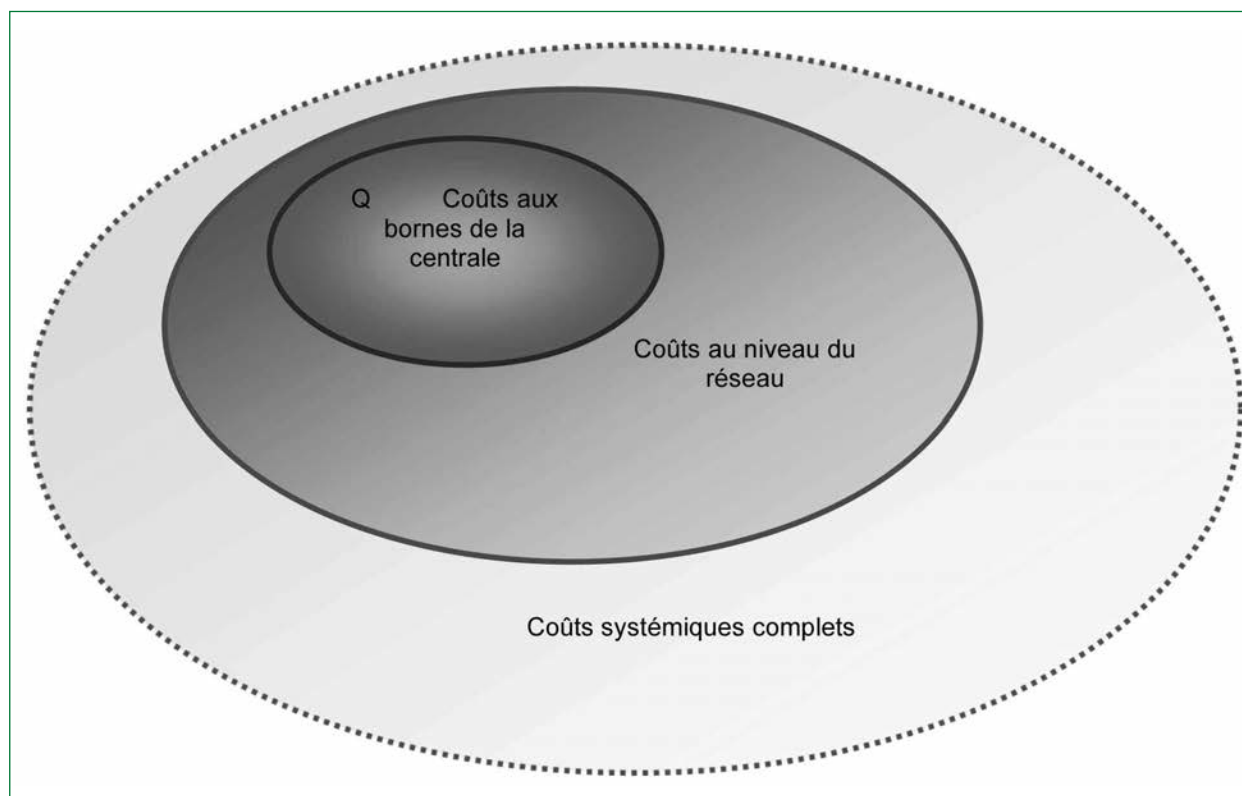


Figure 1 : Coûts aux bornes de la centrale, « coûts réseau » et coûts systémiques complets.

peut parfois demander beaucoup de temps, 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 par l'énergie nucléaire au système électrique pris 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 aux réglages primaire et secondaire de la fréquence, contribuant ainsi à la stabilité du réseau électrique, ou fonctionnent en mode de suivi de charge, participant 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 des 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 suffisantes 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 elles sont 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 à la satisfaction des besoins correspondant aux pointes de consommation les plus extrêmes (voir le tableau ci-dessous).

	Temps de démarrage	Variation de puissance maximale en 30 sec	Vitesse maximale de variation de puissance (%/min)
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

Tableau 1: Comparaison de la capacité de suivi de charge des centrales programmables.

### Mesurer les effets systémiques

Une des contributions principales de cette étude est l'évaluation quantitative de ces coûts systémiques au niveau

des réseaux, dans plusieurs pays membres de l'OCDE (notamment en Finlande, en France, en Allemagne, en Corée, au Royaume-Uni et aux États-Unis). À partir d'une méthodologie commune et de données issues d'études nationales, les

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

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

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

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

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

Royaume-Uni												
Coûts systémiques au niveau réseau [USD/MWh]												
Technologie	Nucléaire		Charbon		Gaz		Eolien sur terre		Eolien offshore		Solaire	
Niveau de pénétration	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
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
<b>Coûts systémiques totaux au niveau réseau</b>	<b>3.10</b>	<b>2.76</b>	<b>1.34</b>	<b>1.34</b>	<b>0.56</b>	<b>0.56</b>	<b>18.60</b>	<b>30.23</b>	<b>34.05</b>	<b>45.39</b>	<b>57.89</b>	<b>71.71</b>

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



coûts d'équilibrage à court terme, les coûts d'adéquation de capacité à long terme ainsi que les coûts de connexion, d'extension et de renforcement des réseaux 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, l'éolien terrestre et l'éolien *offshore* (les coûts systémiques, calculés pour des niveaux de pénétration des différentes technologies de 10 % et de 30 %, sont présentés dans le tableau 2).

Les résultats obtenus montrent que les coûts systémiques des technologies programmables sont relativement modestes et généralement inférieurs à 3 dollars américains (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 dollars/MWh). Elle dépend des conditions géographiques et climatiques de chaque pays, de la technologie considérée et du niveau de pénétration de celle-ci. 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 (1).

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, passant 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. Cela est le résultat de la combinaison de plusieurs facteurs : coûts d'investissement, coûts d'équilibrage, coûts pour les capacités de réserve plus élevés et dépenses supplémentaires pour les réseaux de transport et de distribution.

Une autre contribution importante de cette étude réside 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 considérablement affectée dans certains pays. Le tableau 3 ci-dessous donne une première indication des baisses des facteurs de charge et de rentabilité pour les technologies existantes pour un cas d'étude (2).

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 sortiront du marché en raison de la diminution du facteur de charge. Le nouveau mix énergétique comprendra davantage de capacités de pointe (gaz) et de semi-base ; par contre, la part des moyens de production de base, tel que le nucléaire, diminuera considérablement. La figure 2 de la page suivante montre les courbes de charge des moyens programmables, avant et après l'introduction de 30 % d'électricité variable, ainsi que les mix énergétiques optimisés dans les deux configurations.

La mise sur le marché de grandes quantités d'électricité à faible coût marginal entraîne à court terme une baisse significative du prix moyen de l'électricité sur les marchés de gros (voir le tableau 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.

Au final, 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 se substituent à des moyens de production programmables émetteurs de CO<sub>2</sub> (charbon et gaz) et permettent ainsi de réduire les émissions de carbone (de 30 à 60 %, dans nos exemples). Toutefois, de telles performances ne peuvent pas

		Niveau de pénétration de 10 %		Niveau de pénétration de 30 %	
		Eolien	Solaire	Eolien	Solaire
Pertes de charges	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 %

Tableau 3 : Pertes de charge électrique et de rentabilité à court terme.

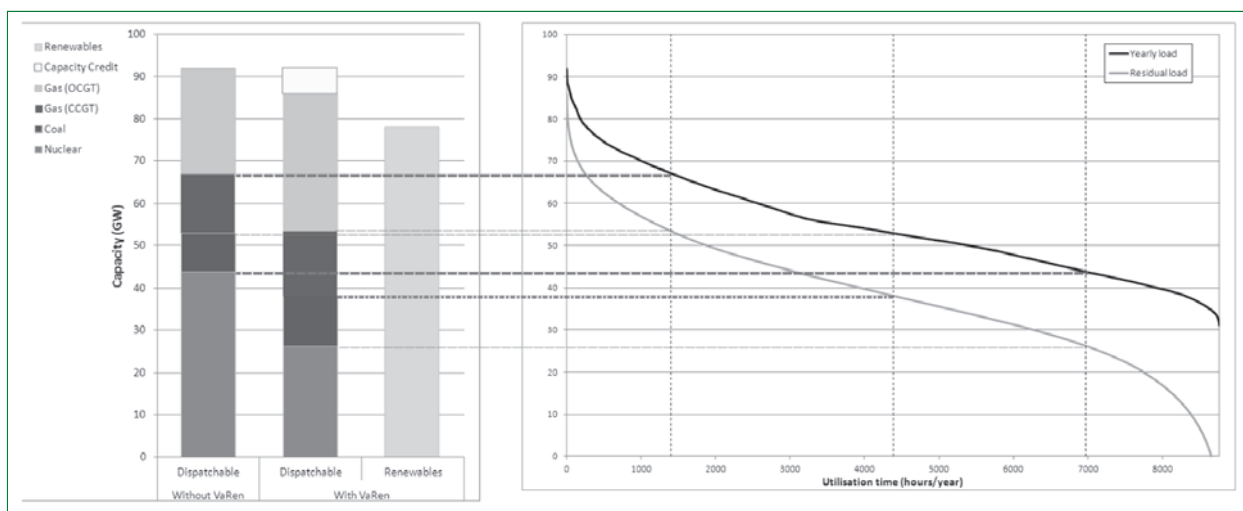


Figure 2 : Mix énergétique optimisés avec et sans renouvelables (30 % éolien).

toujours être maintenues sur le long terme. En particulier, les émissions de CO<sub>2</sub> 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 remplacée non seulement par des renouvelables, mais aussi par des combustibles fossiles émetteurs de CO<sub>2</sub> (le bilan en carbone dans le court et dans le long terme est dressé, dans le tableau 4, pour quatre scénarios analysés par l'étude OCDE).

### L'internalisation des effets systémiques : nos recommandations en matière de politique énergétique

L'introduction de grandes quantités d'énergie renouvelable variable 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 programmable 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 actuel-

lement 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 et comportant la fourniture de services d'équilibrage à court terme et, surtout, la mise à disposition, en quantités suffisantes, de capacités de réserve programmables à long terme.

La rémunération des services de flexibilité actuellement fournis par les moyens de production programmables permettrait à ces derniers de générer des revenus supplémentaires et de pouvoir ainsi rester sur le marché et continuer à fournir ces services nécessaires aux systèmes électriques. Dans ce contexte, des paiements de capacité ou des marchés avec obligation de capacité pourraient jouer un rôle particulier dans la rémunération des capacités programmables uniquement au titre de 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 attribuables aux énergies renouvelables demande de repenser les mécanismes par lesquels les subventions sont accordées. À 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 pour les producteurs d'électricité issue d'énergies renouvelables variables, d'injecter, heure par heure, des

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

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

quantités constantes d'électricité dans le système. À plus long terme, on peut préconiser la fin progressive des subventions accordées aux énergies renouvelables variables couplée à l'internalisation des coûts d'équilibrage et de réseau et à une allocation des coûts de connexion aux développeurs des centrales.

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

- ✓ a) 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.
- ✓ b) 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 en électricité :
  - 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 par des marchés comportant des obligations en termes de capacité).
  - 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.
  - 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 autant que possible être alloués aux exploitants concernés.
  - Les conséquences en matière d'émissions de carbone de différentes stratégies de fourniture de capacités de réserve doivent être analysées et internalisées au moyen d'une taxe carbone robuste.

✓ c) L'intérêt des technologies programmables bas carbone venant en complément de l'introduction des énergies renouvelables variables doit être reconnu d'une 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.

✓ d) Des ressources flexibles pour les systèmes « bas carbone » doivent être développées. Au stade actuel du développement technologique, les systèmes électriques à faibles émissions de carbone vont inévitablement être basés sur des parts significatives d'énergies renouvelables variables et d'énergie nucléaire. Par conséquent, nous recommandons que des ressources flexibles soient développées sur la base d'une approche systémique dans laquelle l'ensemble des coûts et des interdépendances soit reconnu. Cela nécessitera d'augmenter les aptitudes de suivi de la charge pour les technologies bas carbone programmables (y compris le nucléaire), d'accroître les capacités de stockage, d'augmenter les interconnexions internationales et d'améliorer la flexibilité de la demande face aux évolutions du marché.

### Notes

\* Professeur d'économie à l'Université Paris-Dauphine, directeur scientifique de la Chaire *European Electricity Markets* (CEEM) et codirecteur du Master Energie, Finance Carbone (EFC) (jusqu'au mois de février 2012).

\*\* Analyste en énergie nucléaire, Agence de l'Énergie Nucléaire (AEN) de l'OCDE.

(1) À 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 États-Unis, et à la moitié, en Europe.

(2) Les simulations présentées dans cet article reposent sur une modélisation simplifiée de la structure de la production électrique française fondée sur des données Réseau de Transport d'Électricité (RTE).