

Le marché européen de l'électricité sous tension(s)

5 Juillet 2014

Marc Livinec (Conseiller Sectoriel)
✉ marc.livinec@eulerhermes.com

En résumé

- L'électricité est par nature un produit non stockable, ce qui oblige l'offre à s'ajuster à chaque instant aux évolutions de la demande.
- En Europe, cette demande est doublement limitée : par le manque de dynamisme de l'économie et par le souci croissant d'efficacité énergétique ; la production y affichera une progression de l'ordre de +0,4% l'an à horizon 2020.
- Une substitution en faveur des énergies renouvelables est en cours grâce à différents types de soutien qui *in fine* limitent le prix *spot* de l'électricité mais écornent d'autant la rentabilité des énergéticiens traditionnels (-4 points de taux de marge sur 10 ans).
- La facture électrique reste néanmoins sur une tendance haussière pour les utilisateurs finaux, en particulier les secteurs électro-intensifs poussés à faire davantage d'efforts d'économie et d'efficacité.

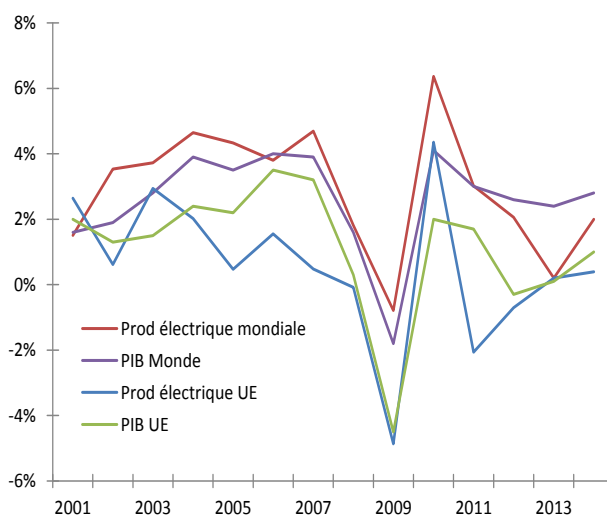
En Europe, la faible croissance de la demande électrique -et donc de l'offre- masque une nette accélération de la production d'énergies renouvelables.

L'énergie électrique est par nature un produit qui ne peut pas être stocké. De ce fait, à zone géographique et période données, la production électrique est par construction égale à la demande adressée. Cette demande s'appuie sur l'évolution de la croissance économique (graphique 1), mais la qualité du lien de cause à effet s'amenuise avec la progression en parallèle des efforts en termes d'économies d'énergie et d'efficacité énergétique.

Au total, la production électrique européenne ne devrait connaître qu'une reprise limitée à l'horizon 2020, avec une croissance moyenne annuelle de +0,4% alors qu'elle avait augmenté de 49 TWh en moyenne par an entre 2000 et 2007 et diminué de 113 TWh en cumulé entre 2008 et 2013 pour revenir à 3,3% en-dessous du pic de production de l'année 2008 (3380 TWh).

Cette évolution d'ensemble cache toutefois deux évolutions contraires (qui se déduisent du tableau n°2) : (i) un repli sensible de l'électricité issue des énergies dites conventionnelles (-288 TWh entre 2008 et 2013) et (ii) une progression continue de l'électricité tirée des énergies renouvelables (+176 TWh sur la même période).

Graphique 1 : évolution annuelle du PIB et de la production électrique mondiale et de l'UE (27), en volume



Sources : BP, prévisions Euler Hermes

La montée en puissance de l'électricité issue des énergies renouvelables résulte d'une volonté clairement affirmée par l'UE, grâce à de généreux systèmes d'aide.

C'est un règlement européen qui oblige chaque pays à accroître la part des énergies renouvelables (i.e. l'éolien et le photovoltaïque) dans le mix électrique de la zone UE -avec l'objectif d'atteindre 20% en 2020. Or le coût de production de l'électricité tirée de l'énergie renouvelable ressort (encore) largement supérieur à son prix de vente.

En France, l'Etat subventionne son développement en obligeant l'entreprise EDF à acheter l'électricité produite par les énergies renouvelables à un prix garanti sur longue période (15 à 20 ans). Du fait de son coût de production plus élevé, ce prix garanti est plus élevé que son prix spot. Le financement de cette différence de prix est intégralement assuré par une taxe, la CSPE, qui figure sur la facture de tous les consommateurs finaux de l'offre électrique. Or, avec la hausse de la part des renouvelables dans la production d'électricité totale, le coût de la CSPE dans les dépenses électriques « explose » : la facture est passée de 560 M€ à 3 Md€ par an entre 2009 et 2013, et elle devrait grimper à 5 Md€ à l'horizon 2017.

L'Allemagne est de ce point de vue plus mal lotie. Si la taxe CSPE représente en moyenne 10% de la facture électrique d'un français, son équivalent en Allemagne (l'EEG) dépasse les 30% outre-Rhin. Car plus l'écart entre le prix (de rachat) garanti de l'électricité et son prix spot est élevé, plus le montant de la CSPE augmente. C'est la raison pour laquelle le gouvernement Merkel accorde autant d'aides étatiques –sous forme de ristournes à leur facture électrique réelle- au tissu industriel allemand, faute de quoi leur compétitivité serait singulièrement ébréchée.

Les différents systèmes de soutien aux énergies renouvelables ont profondément changé la donne du marché : en tirant le prix de gros de l'électricité vers le bas (-8% depuis 2008), mais aussi en contribuant à des surcapacités chez les énergéticiens traditionnels.

Le marché électrique au sein de l'Union européenne fonctionne selon le schéma du « *merit order* » : se faisant l'écho d'une demande électrique donnée à un instant donné, le réseau appelle l'offre des centrales électriques en fonction du coût marginal prioritairement le plus faible.

En pratique, ce besoin d'électricité appelle d'abord l'offre des centrales hydrauliques et nucléaires, ensuite des centrales à charbon et enfin des centrales au gaz naturel. Désormais, le marché électrique européen fonctionne lesté de deux contraintes lourdes :

① Un approvisionnement électrique constant qui requiert des centrales en réserve aptes à prendre dans l'instant le relais d'énergies renouvelables par nature intermittentes ;

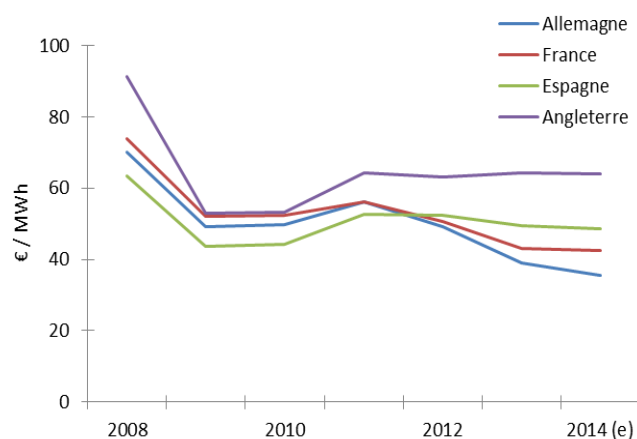
② Des coûts d'ajustement de l'offre électrique réellement consommée s'avérant à la charge des seuls producteurs d'énergie conventionnelle. Car les énergies renouvelables bénéficient d'un accès prioritaire au réseau, en sus d'un prix de rachat garanti de l'électricité qu'elles produisent.

Tableau 2 : croissance de la production électrique européenne sur la période (en TWh)

Taux de croissance moyen annuel (UE)	2000 - 2007	2008 - 2012	2013 - 2020 (p)
Production électrique globale	1.5%	-0.7%	0.4%
Production d'électricité à partir d'énergies renouvelables	3%	7%	5%

Sources : IHS Global Insight, prévisions Euler Hermes

Graphique 3 : évolution du prix de gros (ou prix spot) de l'électricité, en €/MWh



Sources : Bloomberg, Euler Hermes

Tableau 4 : panel des grands énergéticiens européens ①, par pays et par chiffre d'affaires (CA)

CA en M€	2002	2013	CAGR ②
Allemagne	79 180	173 840	7%
France	62 905	164 890	9%
Italie	28 415	77 260	10%
Espagne	9 700	33 220	12%

① E.ON, RWE, EDF, GDF-SUEZ, ENEL et IBERDROLA

② Taux de croissance moyenne annuelle sur la période

Sources: Bloomberg, Euler Hermes

Dans ce contexte, les surcapacités de production électrique issues de l'érosion de la demande et la concurrence des énergies renouvelables lourdement subventionnée alimentent les pressions à la baisse du prix spot de l'électricité (graphique 3).

Supposons en effet une demande d'électricité stable alors qu'un vent fort se met à souffler en Europe : l'offre électrique devient excédentaire. Son prix de gros (\Leftrightarrow *spot*) chute. Pour tenter de le faire remonter, les énergéticiens réduisent leur offre : ils stoppent leurs centrales thermiques, en premier lieu desquelles les centrales à gaz puis nucléaires et enfin à charbon (le prix du gaz étant plus élevé que celui du charbon). Ceci n'est pas sans créer des difficultés pour les énergéticiens n'exploitant que (ou majoritairement) des centrales à gaz qui, faute d'être suffisamment sollicitées par le réseau, deviennent moins, voire plus du tout, rentables. Pendant ce temps, rémunérés hors marché, les producteurs d'énergies renouvelables continuent d'injecter de l'électricité dans le réseau, le signal prix ne (leur) faisant pas effet. Pour les producteurs d'électricité conventionnelle, la première motivation devient alors de « détruire » la part de leur électricité excédentaire non stockable, en lieu et place d'investir dans le renouvellement et l'extension de leurs usines européennes. Comme il leur est très coûteux de stopper temporairement une centrale à gaz, les énergéticiens ont d'ores et déjà programmé la fermeture de 38 des 330 GW d'électricité produite par les centrales thermiques en activité au sein de l'UE. Et 110 GW supplémentaires semblent menacés.

Cette pression sur le prix de gros est aggravée par deux déficiences du marché européen : la diversité des choix nationaux, et le dysfonctionnement des quotas CO2.

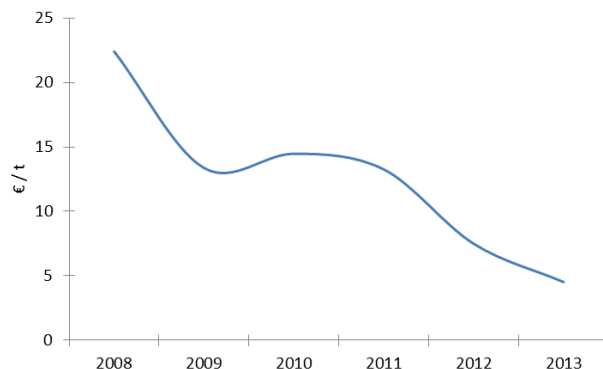
La première déficience du marché européen est l'absence de vision commune aux différents pays de l'UE pour unifier leurs sources de production électrique. L'Allemagne, par exemple, veut sortir du nucléaire au profit du charbon nettement plus polluant, à l'inverse de la France.

La deuxième déficience concerne celle du système de quotas CO2. Alors que les émissions de CO2 augmentent dans plusieurs pays d'Europe à l'inverse des engagements pris par l'UE fin 2008, les cours de la t/CO2 résultant du système d'échange de quotas d'émission a chuté, passant en moyenne de 22€/tCO2 en 2008 à 5€/tCO2 en 2013 (graphique 5). Le système est loin de son objectif de limiter les émissions carbonées par un niveau de prix du quota CO2 réhibitivoire. C'est dire si le choix du charbon face au gaz prévaut aujourd'hui en Europe, renforcé par la baisse du prix du charbon importé des Etats-Unis qui rend ce choix encore plus rentable. Dans les conditions actuelles en effet, il faudrait un coût du quota d'émission CO2 stabilisé à environ 50€/tCO2 pour qu'un grand énergéticien (re)bascule dans l'exploitation d'une centrale électrique marchant au gaz plutôt qu'au charbon.

Les grands énergéticiens européens sont à la peine, avec une rentabilité qui s'érode (en moyenne -4 pts de marge en 10 ans), au risque d'entraver la politique nécessaire d'investissements futurs.

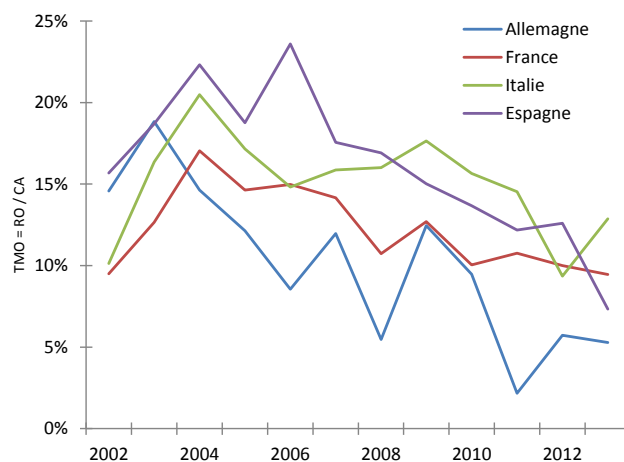
La profitabilité des grands énergéticiens montre une diminution marquée (graphique 6), en particulier depuis 2008, à l'aune des provisions de plusieurs

Graphique 5 : coût du droit d'émission CO2 sur le marché européen d'échange de droits d'émission du carbone



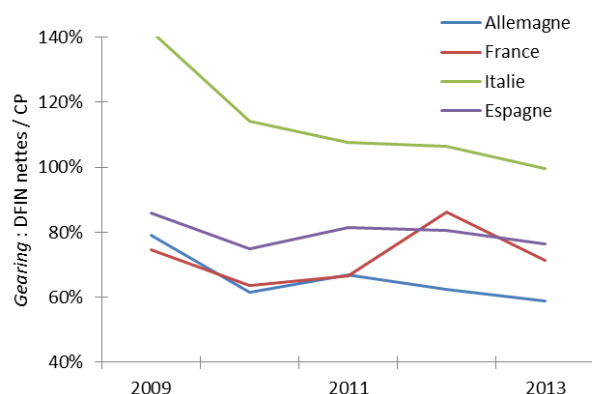
Sources : Bloomberg, Euler Hermes

Graphique 6 : taux de marge opérationnelle (TMO) des principaux énergéticiens européens (panel du tableau 5)



Sources : Bloomberg, Euler Hermes

Graphique 7 : évolution de la structure financière des principaux énergéticiens européens (panel du tableau 5)



DFIN = dettes financières nettes, CP = capitaux propres

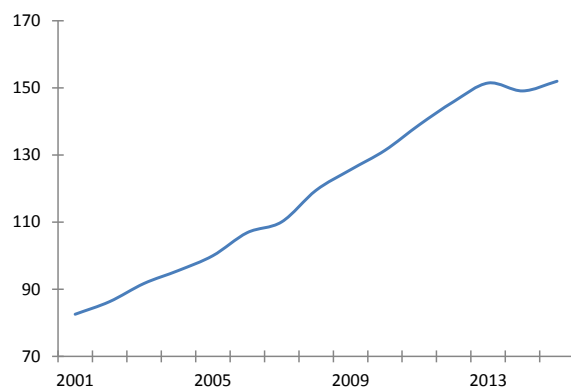
Sources : Bloomberg, Euler Hermes

milliards d'euros pour dépréciation (de valeur) des centrales thermiques à gaz comptabilisées dans les comptes d'énergéticiens comme pour GDF-Suez par exemple. Entre 2007 et 2013, le taux de marge opérationnel des énergéticiens s'est ainsi replié de 5 points en France, de 7 points en Allemagne et de 11 points en Espagne. Ces résultats en forte baisse pour la plupart ne viennent pas conforter leur structure financière (graphique 7) déjà pénalisée par un endettement financier notable ($\geq 80\%$), alors même qu'ils sont près de devoir rentrer dans un nouveau cycle d'investissements lourds visant à « décarbonner » davantage l'industrie européenne. En effet, le secteur électrique européen requiert des investissements considérables d'optimisation ces trente prochaines années (estimés à 50 Md€/an), aux financements incertains compte tenu de la profitabilité (et du cash-flow) en baisse de ses grands acteurs ; sans compter qu'il leur faudra en même temps « absorber » l'effet de mesures plus contraignantes en termes d'efficacité énergétique.

Et les utilisateurs finaux ne profitent pas des pressions à la baisse du prix spot de l'électricité. Au contraire, les prix au détail restent en hausse (+5% depuis 2008), ce qui continue de fragiliser les secteurs électro-intensifs.

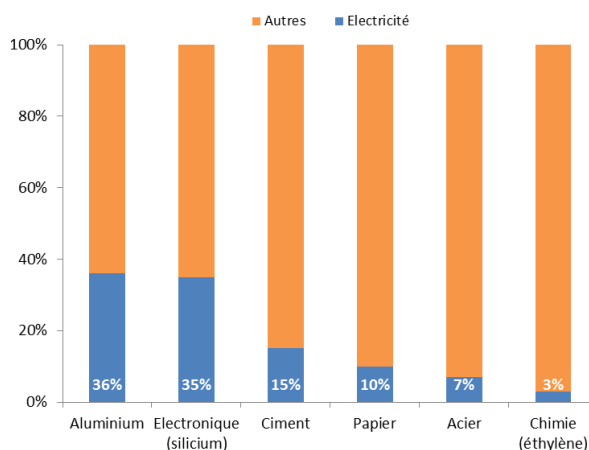
Le prix au détail de l'électricité en Europe (graphique 8) est globalement resté insensible aux évolutions des prix de gros. En pratique, l'utilisateur final se voit répercuter tout ou partie du coût de financement des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables. L'impact est évidemment fort différent d'un secteur à l'autre puisque si l'électricité est bien souvent le 2^{ème} ou le 3^{ème} poste de coûts de production derrière les matières premières, son poids dans l'ensemble des coûts varie de moins de 5% à plus de 30% selon les secteurs (graphique 9).

Graphique 8 : évolution de l'indice du prix au détail en €/MWh de l'électricité dans l'UE (base 100 en 2005)



Sources: Bloomberg, Euler Hermes

Graphique 9 : coût de l'électricité dans les coûts totaux de production (en %)



Sources: Roland Berger, Euler Hermes

DISCLAIMER

These assessments are, as always, subject to the disclaimer provided below.

This material is published by Euler Hermes SA, a Company of Allianz, for information purposes only and should not be regarded as providing any specific advice. Recipients should make their own independent evaluation of this information and no action should be taken, solely relying on it. This material should not be reproduced or disclosed without our consent. It is not intended for distribution in any jurisdiction in which this would be prohibited. Whilst this information is believed to be reliable, it has not been independently verified by Euler Hermes and Euler Hermes makes no representation or warranty (express or implied) of any kind, as regards the accuracy or completeness of this information, nor does it accept any responsibility or liability for any loss or damage arising in any way from any use made of or reliance placed on, this information. Unless otherwise stated, any views, forecasts, or estimates are solely those of the Euler Hermes Economics Department, as of this date and are subject to change without notice. Euler Hermes SA is authorised and regulated by the Financial Markets Authority of France.

© Copyright 2014 Euler Hermes. All rights reserved