

L'Union de l'énergie

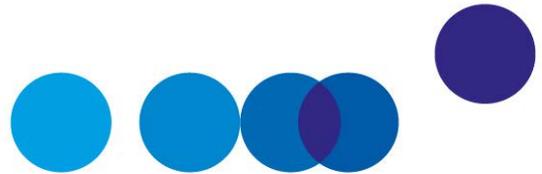
Dominique Auverlot
Étienne Beeeker
Gaëlle Hossie

Contributions
Marc Oliver Bettzüge
Dieter Helm
Fabien Roques



FRANCE STRATÉGIE
ÉVALUER. ANTICIPER. DÉBATTRE. PROPOSER.

Les études de France Stratégie sont des travaux de recherche réalisés par les chargés de mission de France Stratégie, seuls ou avec la contribution d'experts extérieurs. Elles n'engagent que leurs auteurs et ne reflètent pas nécessairement les positions de France Stratégie. L'objet de leur diffusion est de susciter le débat et d'appeler commentaires et critiques.



L'UNION DE L'ÉNERGIE

Dominique Auverlot

Étienne Beeker

Gaëlle Hossie

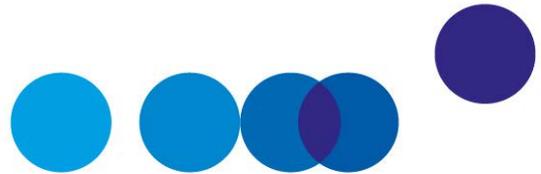
Contributions

Marc Oliver Bettzüge

Dieter Helm

Fabien Roques





AVANT-PROPOS



Jean Pisani-Ferry
Commissaire général
de France Stratégie

Parmi les dix priorités de la nouvelle Commission européenne présidée par Jean-Claude Juncker figure en bonne place la volonté de donner un nouvel élan à la politique énergétique et climatique européenne. De fait, l'Europe de l'énergie est aujourd'hui en crise, au point de devenir une pomme de discorde entre États membres, dans un contexte marqué par le conflit russo-ukrainien, par la crise des marchés de l'électricité et du carbone et par une absence de coordination entre les politiques nationales.

Ce constat a été détaillé dans un premier rapport de France Stratégie paru en janvier 2014¹, qui regroupait les analyses de trois économistes européens : Marc Oliver Bettzüge, directeur de l'Institut de l'économie de l'énergie à l'université de Cologne ; Dieter Helm, professeur de politique énergétique à Oxford ; et Fabien Roques, professeur associé à l'université Paris-Dauphine et vice-président de Compass Lexecon.

Cette nouvelle étude, qui inclut les contributions des mêmes experts, propose un certain nombre d'actions pour corriger les défaillances du système actuel et pour construire une nouvelle politique européenne de l'énergie. Il part des constats suivants, désormais largement partagés :

- la crise économique et l'essor de nouveaux moyens de production, en particulier les énergies renouvelables (EnR) intermittentes, rémunérées en dehors du marché, mais aussi les centrales thermiques, ont conduit à une situation de surcapacité, à un effondrement des prix sur le marché de gros et à la fermeture, par manque de rentabilité, de centrales à gaz, menaçant la sécurité d'approvisionnement électrique ;

(1) France Stratégie (2014), *La crise du système électrique européen. Diagnostic et solutions*, janvier, www.strategie.gouv.fr/publications/crise-systeme-electrique-europeen.

- les prix constatés aujourd'hui sur le marché de gros de l'électricité et les incertitudes sur leur évolution ne permettent pas le déclenchement des investissements nécessaires pour assurer la production à l'horizon 2030 ;
- dans le même temps, les prix de l'électricité pour les consommateurs, particuliers et industriels, ont fortement augmenté, accentuant la précarité énergétique, accroissant les écarts entre pays européens et le reste du monde, et fragilisant la compétitivité des acteurs industriels dans un climat économique déjà morose ;
- l'Union européenne est très proche de son objectif de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre de – 20 % à horizon 2020 (par rapport à 1990), mais cette baisse est en grande partie attribuable à la mutation de son économie vers les services, aux prix élevés du pétrole (jusqu'à la fin du premier semestre 2014) à l'augmentation des prix des énergies fossiles (jusqu'en 2014) et à la crise économique ; dans certains États membres, les émissions de CO₂ ont même recommencé à augmenter suite à un recours accru au charbon pour la production d'électricité ;
- certains États membres sont très dépendants du gaz russe, ce qui conduit à une relation asymétrique dans la négociation des contrats gaziers.

La création d'une véritable Union de l'énergie est donc plus que jamais à l'ordre du jour. Dans sa séance de mars 2015, le Conseil européen a choisi de la faire reposer sur cinq piliers, hérités des politiques qui ont façonné l'Europe de l'énergie depuis une vingtaine d'années : la pleine intégration du marché européen de l'énergie, avec pour corollaire la construction de réseaux gaziers et électriques transfrontaliers ; la décarbonisation de l'économie ; l'efficacité énergétique comme moyen de modérer la demande ; la sécurité énergétique ; et enfin la recherche, l'innovation et la compétitivité.

L'Union européenne cherche ainsi à se positionner en bon élève de la lutte contre le changement climatique à l'approche de la COP21, à développer la solidarité entre ses membres en matière d'approvisionnement en gaz et à relancer son industrie. On ne peut qu'approuver de telles orientations. On peut douter cependant qu'elles donnent l'impulsion suffisante à la renaissance de cette Union.

Le Conseil européen a décidé de réinscrire ce thème de l'Union de l'énergie à l'ordre du jour de ses prochaines réunions afin de traiter plusieurs questions non résolues. Les experts réunis dans la présente étude considèrent de façon quasi unanime qu'il faut aller de l'avant sur les thèmes suivants :

- **les objectifs de la politique énergétique de l'Union doivent être clarifiés**, en précisant les arbitrages à réaliser, les instruments à mettre en œuvre et les indicateurs de performance à mobiliser. C'est parce que les interactions des trois objectifs du paquet Énergie-Climat (réduction des émissions, développement des énergies renouvelables et efficacité énergétique) n'ont pas été prises en compte – ou

pas suffisamment – que le marché ETS s’est trouvé vidé de son sens, lui qui devait être l’outil principal de la lutte contre le changement climatique ;

- **la Commission européenne doit reconnaître les défaillances de la structure actuelle du marché de l’électricité**, qui repose uniquement sur la rémunération de l’énergie fournie. Une révision est nécessaire pour pouvoir rémunérer la puissance et donc inciter aux investissements. À défaut, de nombreux États membres sont amenés à intervenir directement dans la composition de leur mix électrique pour garantir leur sécurité d’approvisionnement, mais ils le font sans coordination, ce qui menace le mouvement d’intégration énergétique engagé au niveau européen. Trois recommandations s’en déduisent. Premièrement, le caractère à la fois intermittent et peu prévisible des énergies renouvelables implique que celles-ci soient développées en adéquation avec les mécanismes de flexibilité et les réseaux. Deuxièmement, les EnR techniquement matures – celles qui ont atteint un certain niveau de déploiement – n’ont plus de raison d’être soutenues par des mécanismes spécifiques. Enfin, à moyen terme, il convient de revoir en profondeur le cadre de régulation du secteur de l’électricité et de l’adapter au nouveau contexte induit par l’intégration massive de moyens de production décarbonés et hautement capitalistiques ;
- **l’Union européenne se doit de reconstruire un signal-prix crédible du carbone**. Il est fort probable que les règles d’ajustement automatique envisagées aujourd’hui ne suffisent pas à éviter l’effondrement ou l’emballement du marché face aux chocs exogènes qui ne manqueront pas de survenir. La mise en place d’un régulateur de marché qui pourrait intervenir rapidement (s’il en a le mandat) redonnerait sa crédibilité au marché. Plus généralement, il appartient à la Commission d’engager une réflexion sur l’intérêt de définir une trajectoire du prix du carbone : celle-ci pourrait se concrétiser par l’instauration d’un système hybride, en adjoignant au marché ETS actuel des prix plancher et plafond gérés par un régulateur ;
- pour finir, on peut s’attendre à des progrès techniques importants dans les vingt prochaines années, que ce soit sur les motorisations thermiques, le stockage de l’électricité, la capture et la séquestration du CO₂, les panneaux solaires, les biocarburants, voire sur l’utilisation du graphène ou des nanotechnologies. **Il est préférable de soutenir la recherche et développement correspondante plutôt que le déploiement massif de technologies non matures.**

Au-delà de ces points de quasi-consensus, plusieurs débats traversent les pages de cette étude. Le premier concerne le déclenchement des investissements dans la production d’électricité et renvoie implicitement au rôle que l’on veut faire jouer au marché. Certains considèrent qu’une fois le marché de gros de l’électricité assaini, le marché donnera des signaux suffisants pour lancer, dans un cadre technologiquement neutre, la réalisation des investissements de long terme. Dans cette vision, ce ne sont plus, conformément au traité de Lisbonne, les États qui décident de leur mix électrique mais les forces du marché, ce qui doit conduire à une harmonisation à terme des mix

électriques des différents États membres, qui tiennent compte néanmoins des avantages naturels liés à leurs ressources ou à leurs conditions d'ensoleillement et de vent. D'autres, à l'inverse, ne croient pas en la capacité du marché à fournir des prix futurs constituant des signaux suffisants. Ils sont donc partisans d'une intervention publique délibérée. Celle-ci pourrait relever d'un planificateur national qui signe des contrats garantissant à l'investisseur la rentabilité de son installation, ou bien prendre la forme de la création de marchés de capacité qui rémunèrent la puissance installée et pas seulement l'énergie. Dans le contexte actuel de divergence des choix énergétiques, il est peu probable qu'un marché de capacité unifié puisse voir le jour à brève échéance. Certains États membres peuvent redouter qu'il soit utilisé comme un vecteur de soutien à un moyen de production privilégié (nucléaire en France et au Royaume-Uni, charbon et lignite en Allemagne, etc.). En revanche, il est possible et souhaitable que les États coordonnent leurs initiatives dans ce domaine, en gardant l'objectif d'une convergence à terme.

Le deuxième débat rappelle les liens étroits qui existent entre énergie et géopolitique. Quelle attitude adopter vis-à-vis de la Russie ? « Fermeté mais main tendue », prônent les uns : autrement dit, obliger Gazprom à se conformer aux règles de l'Union sur le territoire européen, chercher d'autres fournisseurs, autoriser la constitution de centrales d'achat pour les pays de l'est de l'Europe, développer des sources d'énergie alternatives ou indigènes, mais en même temps continuer à envisager un partenariat énergétique de long terme avec la Russie. D'autres s'arrêtent aux premières mesures et refusent de parler de partenariat tant que la Russie n'aura pas évacué la Crimée.

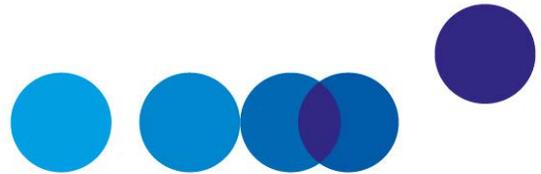
Le dernier débat concerne notre vision du mix de production électrique européen à l'horizon 2050. Pour les uns, il sera constitué à plus de 75 % ou 80 % d'énergies renouvelables, ce qui suppose des installations performantes de stockage de l'électricité. Prenant appui sur la rapidité des progrès en matière d'adaptation de l'offre et de la demande, certains évoquent même un modèle où la production serait entièrement décentralisée, quasi autonome et, pour une part importante, régie par les villes. Dans un tel scénario, le nucléaire n'aurait plus guère sa place. D'autres envisagent un mix électrique composé d'installations de production de grande taille, y compris nucléaires, relayées par des installations décentralisées, où le réseau conserverait une fonction de solidarité.

Ces trois débats, qui portent sur des choix essentiels, divisent aujourd'hui les Européens. Il ne faut se cacher ni leur importance ni leur difficulté. Mais ils ne doivent pas occulter le fait que les tensions que doit affronter toute politique énergétique dans un contexte d'économie ouverte et de lutte contre le changement climatique sont plus faciles à résoudre dans l'espace européen que dans l'espace national. Et ils ne doivent pas faire oublier que si les Européens sont incapables de s'entendre pour faire face ensemble aux

défis de la transition énergétique, ils mettront par là même en cause l'une des raisons d'être de l'Union européenne.

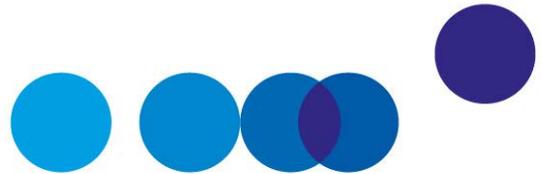
Cet espace européen ne recouvre d'ailleurs pas nécessairement celui de l'Union. Les solidarités de fait que dessinent les réseaux d'approvisionnement et de distribution de l'énergie sont aujourd'hui de dimension infra-communautaire. L'un des défis des prochaines années consiste précisément à articuler cette échelle et celle de l'Union, en permettant que s'organisent, dans un cadre fixé en commun, des coopérations plus étroites fondées sur les interdépendances et les préférences communes.

Je tiens à remercier l'ensemble des auteurs de cette étude – les trois experts universitaires comme ceux de France Stratégie – en espérant que leurs travaux contribueront au devenir de l'Union de l'énergie.



SOMMAIRE

Synthèse – L’Union de l’énergie : quels outils pour quels objectifs ?.....	11
<i>Dominique Auverlot, Étienne Beeker et Gaëlle Hossie</i>	
Principes et recommandations	27
La sécurité d’approvisionnement électrique	31
<i>Étienne Beeker</i>	
La sécurité d’approvisionnement en gaz de l’Union européenne remise en question	53
<i>Dominique Auverlot</i>	
Réformer le marché ETS pour renforcer la crédibilité de la politique climatique européenne.....	71
<i>Gaëlle Hossie</i>	
Contributions	
Politique énergétique et climatique européenne : l’heure du changement	97
<i>Dieter Helm</i>	
Politique européenne de l’énergie : dogme ou stratégie ?	113
<i>Marc Oliver Bettzüge</i>	
L’union de l’énergie : construire une politique énergétique et climatique cohérente.....	151
<i>Fabien Roques</i>	



SYNTHÈSE

L'UNION DE L'ÉNERGIE : QUELS OUTILS POUR QUELS OBJECTIFS ?

Dominique Auverlot, Étienne Beeker et Gaëlle Hossie¹

1. Une Europe de l'énergie en crise

Les symptômes de la crise que connaît l'Europe de l'énergie ont été décrits dans un premier rapport de France Stratégie². Ils sont désormais bien connus :

- la crise économique et le développement de nouveaux moyens de production, en particulier d'énergies renouvelables intermittentes et subventionnées en-dehors du marché, mais aussi de centrales thermiques, ont conduit à une situation de surcapacité et à un effondrement des prix sur le marché de gros ;
- cette situation a entraîné la fermeture, par manque de rentabilité, de centrales thermiques, en particulier à gaz³, pourtant indispensables à l'équilibre offre-demande ; les incertitudes sur leur devenir ne permettent pas à terme le déclenchement des investissements qui seront nécessaires pour assurer la production dans le futur, ce qui constitue une menace pour la sécurité d'approvisionnement ;
- dans le même temps, les prix de l'électricité pour les consommateurs ont fortement augmenté en raison notamment du coût des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, de l'accroissement des taxes et des coûts de réseaux⁴. La précarité

(1) Département Développement durable, France Stratégie.

(2) France Stratégie (2014) *La crise du système électrique européen*, janvier :

www.strategie.gouv.fr/publications/crise-systeme-electrique-europeen.

(3) 21 GW de centrales à gaz ont été fermés en 2013 seulement, soit près de 5 % des capacités de production thermique au sein de l'Union européenne.

(4) Commission européenne (2014), « Energy prices and costs report », *Commission Staff Working Document*, mars.

énergétique s'accroît et les acteurs industriels européens¹ voient se creuser l'écart entre le prix auquel ils payent leurs kilowatts-heure (kWh) et celui de leurs concurrents mondiaux, américains en particulier, ce qui fragilise leur compétitivité ;

- les bas prix des quotas de CO₂ ont favorisé, dans la production d'électricité au sein de l'Union européenne (UE), **un recours accru au charbon au détriment du gaz**, d'autant que les prix de ces deux combustibles ont évolué en faveur du premier, avec pour conséquence une augmentation des émissions de CO₂ dans plusieurs États membres depuis 2011.

À cela s'ajoutent deux éléments peu encourageants pour l'Europe de l'énergie :

- un appareil de raffinage vieillissant dont la fermeture progressive diminuerait notre sécurité d'approvisionnement en produits raffinés, notamment en gazole dont la part est particulièrement importante en Europe du fait de la structure de son parc de véhicules ;
- une dépendance quasi exclusive de certains pays à l'égard du gaz russe qui conduit à une relation asymétrique dans la négociation des contrats gaziers.

Les États membres sont divisés, qu'il s'agisse de réagir au conflit russo-ukrainien et de répondre aux craintes qu'il suscite sur la sécurité d'approvisionnement gazier, ou de trouver des solutions à la crise des marchés de l'électricité et du CO₂. Comme les traités leur en donnent le droit, ils sont directement intervenus dans la composition de leur mix énergétique : mise en place de contrats de long terme pour les énergies bas carbone et d'enchères de capacités au Royaume-Uni, création de réserves stratégiques en Allemagne, mise au point d'un marché de capacité en France, paiement de capacités en Espagne...

Ces mesures, prises sans coordination, risquent de contredire le mouvement d'intégration énergétique engagé au niveau européen depuis les années 2000. Dans les dix priorités de la nouvelle Commission européenne figure la volonté de donner un nouvel élan à la politique énergétique et climatique européenne. Pour son président, Jean-Claude Juncker, celle-ci doit conduire à une « Union plus résiliente sur le plan de l'énergie et dotée d'une politique visionnaire en matière de changement climatique² ».

L'Europe de l'énergie reste donc à construire. Dans cette perspective, France Stratégie a sollicité l'expertise de trois économistes européens : Marc Oliver Bettzüge (université de

(1) La baisse du prix du marché de gros a néanmoins entraîné entre 2008 et 2013 une diminution du prix de l'électricité pour les industriels allemands consommant entre 70 et 150 GWh par an. Source : *Comparaison des prix de l'électricité en France et en Allemagne*, Les Cahiers de la DG Trésor, novembre 2013.

(2) Juncker J.-C. (2014), « Un nouvel élan pour l'Europe : mon programme pour l'emploi, la croissance, l'équité et le changement démocratique. Orientations politiques pour la prochaine Commission européenne », discours d'ouverture de la session plénière du Parlement européen, Strasbourg, 15 juillet ; http://ec.europa.eu/priorities/docs/pg_fr.pdf.

Cologne), Dieter Helm (université d'Oxford) et Fabien Roques (université Paris-Dauphine et vice-président de Compass Lexecon)¹. Prenant appui sur les arguments échangés avec les trois experts, cette synthèse propose un certain nombre d'actions pour construire une nouvelle politique européenne de l'énergie et pour corriger les défaillances du système actuel. Ces propositions n'engagent aucunement les experts cités.

2. Clarifier les objectifs et redéfinir les priorités

Une analyse de la situation actuelle et des expériences passées conduit à formuler quatre principes et sept objectifs qui devraient guider la politique européenne de l'énergie durant le mandat de la Commission :

- **un principe de responsabilité** : selon les termes de l'article 194 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, les États membres déterminent la structure générale de leur approvisionnement énergétique et décident des évolutions de leurs moyens de production. Mais dans un réseau électrique ou gazier de plus en plus interconnecté, leurs décisions, prises souvent de manière unilatérale, ont nécessairement sur leurs voisins des conséquences dont les États membres doivent tenir compte dans la définition et l'élaboration de leur propre politique énergétique ;
- **un principe de solidarité** : il imposerait à tous les États membres de s'engager à aider celui d'entre eux qui subirait une rupture d'approvisionnement énergétique. Ce principe, déjà présent dans le traité de Lisbonne² et rappelé dans le règlement sur la sécurité d'approvisionnement gazier d'octobre 2010, mérite d'être réaffirmé et explicité. En particulier, cette solidarité européenne doit naturellement s'exercer, de façon subsidiaire, une fois que l'État concerné aura mis en œuvre les mesures prévues pour faire face à la défaillance d'un fournisseur. Ce principe suppose également la publication par chaque État membre des mesures qu'il envisage d'appliquer sur son territoire en cas de crise d'approvisionnement et la mise en œuvre effective de ces mesures en cas de crise, avant que la solidarité ne s'exerce à son égard ;

(1) Leurs contributions constituent la seconde partie de ce rapport : Dieter Helm, « Politique énergétique et climatique européenne : l'heure du changement », novembre 2014 ; Marc Oliver Bettzüge, « Politique européenne de l'énergie : dogme ou stratégie ?, avril 2015 ; Fabien Roques, « Construire une politique énergétique et climatique cohérente », décembre 2014. Les trois documents sont aussi disponibles en langue originale anglaise sur le site de France Stratégie : www.strategie.gouv.fr/publications/lunion-de-lenergie.

(2) Article 122 du Traité : « Sans préjudice des autres procédures prévues par les traités, le Conseil, sur proposition de la Commission, peut décider, dans un esprit de solidarité entre les États membres, des mesures appropriées à la situation économique, en particulier si de graves difficultés surviennent dans l'approvisionnement en certains produits, notamment dans le domaine de l'énergie ».

- **un principe de rationalité économique** : il importe de réaliser systématiquement une analyse socioéconomique des décisions en matière de politique énergétique. Cela suppose notamment d'avoir une vision aussi complète que possible du coût des technologies et de l'ensemble de leurs externalités. Il serait nécessaire, en parallèle, de disposer d'une estimation précise des subventions accordées à chacune d'entre elles ;
- **un principe de résilience** : l'environnement mondial évolue vite et parfois de manière imprévue, comme l'illustre la dernière chute du prix des hydrocarbures. La politique énergétique européenne doit pouvoir s'adapter à ces évolutions qui peuvent fortement l'affecter et sur lesquelles elle n'a parfois qu'une très faible emprise, voire aucune. Elle doit adopter des modèles économiques aussi résilients que possible face à ces différents chocs : à quelques mois de la conférence climatique à Paris¹, il est par exemple difficile de prédire quel sera l'effort de réduction des émissions à l'horizon 2025 ou 2030 des principaux partenaires de l'Union européenne, ce qui pourra nécessiter une révision de l'effort européen ainsi que l'a prévu le Conseil européen d'octobre 2014².

3. Objectifs

3.1. Préciser les objectifs de la politique énergétique de l'Union sans masquer leurs contradictions internes

Le postulat de la politique européenne de l'énergie – selon lequel ses trois piliers, lutte contre le changement climatique, compétitivité et sécurité d'approvisionnement, sont naturellement complémentaires – s'est révélé erroné. Les Polonais ont recours au charbon pour assurer leur sécurité d'approvisionnement et leur développement économique. Plus généralement, le recours à ce combustible commence à être perçu comme une alternative au gaz en cas de défaillance d'un gros fournisseur. Le développement des énergies renouvelables (EnR), notamment en Espagne et en Allemagne, pèse lourdement sur le pouvoir d'achat des consommateurs et la compétitivité des entreprises. Les contradictions entre les différents objectifs de la politique énergétique de l'Union rendent nécessaire la clarification de ces objectifs, en précisant les arbitrages à effectuer, et la définition des indicateurs permettant de mesurer leur réalisation. Cette stratégie énergétique pourrait être définie à l'horizon 2030 en complément des décisions de la politique énergétique et climatique que le Conseil a prises en octobre 2014. Des instruments, voire des objectifs secondaires, vont en outre

(1) « Paris Climat 2015 », 30 novembre–11 décembre.

(2) Conclusions du Conseil européen des 23 et 24 octobre 2014 :

www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/fr/ec/145423.pdf.

être adoptés : ils doivent être soigneusement calibrés à l'aune des objectifs principaux retenus précédemment.

L'analyse de l'impact du nouveau cadre 2030, réalisée par la Commission, montre ainsi que les politiques de développement des renouvelables et d'amélioration de l'efficacité énergétique peuvent réduire le prix du CO₂ sur le marché ETS (Emissions Trading Scheme ou système communautaire d'échange de quotas d'émission). Il est donc essentiel de choisir simultanément les objectifs assignés aux réductions des émissions de CO₂ dans le marché ETS, aux actions d'efficacité énergétique et au développement des énergies renouvelables – en tenant compte de leurs interactions et en minimisant la dépense collective exigée par la baisse des émissions de gaz à effet de serre.

3.2. Reconstruire un signal-prix carbone crédible et promouvoir l'utilisation d'un indicateur de consommation carbone

Près de dix ans après sa mise en place par le marché ETS, le signal-prix carbone n'est toujours pas crédible : la faible valeur retenue par les investisseurs et les banquiers dans leurs évaluations de projets conduit à une réduction des investissements bas carbone. La raison essentielle de ce dysfonctionnement tient à la baisse de la demande de quotas (liée à la crise économique mais également au développement des énergies renouvelables et à l'amélioration de l'efficacité énergétique) et à une offre rigide et abondante, les règles de gouvernance de ce marché ayant été établies avant la crise. Aujourd'hui, il existe donc un surplus de quotas équivalent au plafond annuel de quotas, ce qui conduit à de faibles prix du carbone sur les marchés spot et à terme. Le marché ne délivre donc aucune incitation à investir dans des moyens permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Dans ces conditions, la Commission a proposé la mise en place à partir de 2021 d'une réserve de stabilité de marché, destinée à réguler l'offre en cas de variations inattendues de la demande, suivant des règles automatiques préalablement définies. Ce mécanisme devrait pouvoir être amélioré en avançant sa date de mise en œuvre, en optimisant ses seuils de déclenchement et en ne remettant pas sur le marché les quotas qui en ont été aujourd'hui retirés dans le cadre du *backloading* : ceux-ci pourraient être placés directement dans la réserve prévue par la Commission.

La question qui se pose est de savoir si un tel mécanisme suffira à redonner crédibilité et visibilité au prix du carbone : ses règles d'ajustement sont automatiques mais la date aujourd'hui envisagée pour réexaminer le fonctionnement de ce mécanisme paraît lointaine. Il est fort probable que des difficultés surviennent auparavant. De plus, son effet sur les prix, qui n'est pas précisément analysé par la Commission, est incertain. Enfin, ce mécanisme s'intéresse uniquement au surplus et non à ses causes ; les origines des dysfonctionnements ne sont par conséquent pas traitées. Dans ces conditions, il appartient à la Commission d'engager une réflexion sur l'intérêt de définir

une trajectoire du prix du carbone : celle-ci pourrait se concrétiser par la mise en place d'un système hybride, en adjoignant au marché ETS actuel des prix plancher et plafond gérés par un régulateur crédible au mandat clairement défini.

Une autre approche voudrait que ce marché soit régi par des règles automatiques définies à l'avance : les dix premières années de fonctionnement ont cependant montré qu'on ne pouvait prévoir ni l'ensemble des comportements frauduleux possibles ni les différents chocs exogènes. Autrement dit, les règles automatiques risquent d'être insuffisantes dans bien des cas alors qu'une réponse rapide s'impose : au contraire, un régulateur de marché peut intervenir rapidement (s'il en a le mandat) et donner sa crédibilité au marché par les décisions qu'il prend.

Une dernière option serait de créer, en lieu et place du marché, une taxe carbone européenne. Mais cette solution doit recueillir l'unanimité des États membres.

Quelle que soit l'option retenue, un aspect central de la politique climatique de l'Union est qu'elle doit tenir compte des évolutions des négociations climatiques mondiales et des politiques menées par les pays hors UE, en particulier par la Chine et les États-Unis : le volontarisme n'exempte pas d'intégrer les signaux envoyés par les autres pays, sous peine de contredire la soutenabilité et la crédibilité de la politique.

La Commission devrait par ailleurs favoriser le passage d'un indicateur d'émissions de gaz à effet de serre à un indicateur d'empreinte carbone, intégrant les émissions de gaz à effet de serre liées à la fabrication et au transport des produits importés et excluant celles liées aux exportations. Cela permettrait de rendre compte de manière plus fidèle de l'évolution réelle de notre consommation individuelle de carbone, indépendamment de l'évolution de notre structure industrielle. Ce calcul est complexe : ce n'est pas une raison pour y renoncer. Dans un premier temps, la Commission pourrait calculer, à l'aide d'hypothèses simplificatrices, l'empreinte carbone de l'UE-28 et traduire son objectif de réduction dans cette nouvelle unité.

3.3. Assurer la sécurité de l'approvisionnement gazier dans la crise ukrainienne

La relation russo-européenne s'est fortement dégradée depuis le début des événements en Ukraine. Pourtant, l'Union européenne et la Russie ont de bonnes raisons de coopérer : la première a besoin du gaz russe, la seconde des devises européennes. C'est cette relation particulière, ou plutôt ce partenariat, que le nouveau commissaire européen à l'énergie devra tenter de préserver, ou de reconstruire, dans le contexte plus général et incertain de l'évolution des relations russo-européennes.

Le sommet de Paris d'octobre 2000 avait permis de lancer un partenariat énergétique entre la Russie et l'Union européenne, dénommé à l'époque « Plan Prodi », qui avait

abouti au « dialogue énergétique UE-Russie ». Même s'il n'a pu empêcher la crise de 2009 et le refus de la Russie de ratifier le traité relatif à la charte de l'énergie, ce processus permet aux acteurs de dialoguer : il a d'ailleurs conduit à une « feuille de route de la coopération énergétique entre la Russie et l'Union européenne », signée en mars 2013 par le commissaire européen à l'énergie et par le ministre russe de l'énergie. Ce dialogue est aujourd'hui interrompu, le partenariat énergétique entre l'Europe et la Russie devra être relancé. Sa reprise ne peut naturellement être envisagée que dans la mesure où la paix est rétablie de manière durable dans l'est de l'Ukraine.

Le Conseil européen devrait traiter de nouveau dans les prochains mois la question de la sécurité énergétique afin d'évaluer les progrès réalisés. Plusieurs points pourraient être abordés à cette occasion.

Tous les États membres s'accordent sur la nécessité de conforter les pays de l'Est de l'Union européenne dans leur négociation avec Gazprom. Au-delà de la position du Conseil européen invitant les États membres et les entreprises concernées à se faire aider par la Commission dans leurs négociations contractuelles avec Gazprom¹, deux autres mesures sont possibles. La première consisterait à permettre aux pays de l'Est de l'Union européenne, ou plutôt à leurs opérateurs gaziers, de se constituer en centrale d'achat pour peser davantage face à Gazprom, sans encourir de sanction de la part de la Commission pour non-respect des règles de la concurrence. La seconde mesure serait de leur permettre de se rapprocher, au sein d'une centrale d'achat, d'un opérateur gazier d'un pays de l'ouest de l'UE. Une variante consisterait à permettre le rapprochement d'acteurs dont la part dans le marché gazier européen serait inférieure à une valeur donnée.

Il appartiendra dans le même temps à la Commission de renouer le dialogue avec Gazprom afin de veiller à ce que cette entreprise mette en œuvre les obligations résultant du troisième paquet Énergie-Climat et se conforme aux résultats de l'enquête de la DG Concurrence sur son abus de position dominante². La Commission européenne a lancé en ce sens le 22 avril 2015 une procédure pour entrave à la concurrence à l'encontre de Gazprom en faisant parvenir au groupe russe une « communication de griefs » : elle lui reproche notamment d'entraver la concurrence sur les marchés gaziers dans huit États membres (Bulgarie, République tchèque, Estonie, Hongrie, Lettonie, Lituanie, Pologne et Slovaquie). Elle devra plus généralement trouver des solutions pragmatiques et partenariales pour surmonter les incohérences entre le modèle prévu par le troisième paquet Énergie-Climat et l'organisation gazière russe. En un mot, elle devra rebâtir une relation de confiance sur le long terme avec l'entreprise Gazprom en

(1) Voir les Conclusions du Conseil européen des 23 et 24 octobre 2014, *op. cit.*

(2) Les contrats proposés par Gazprom ne doivent pas conduire à des discriminations entre les différents pays européens et, de manière plus générale, Gazprom doit être soumis aux mêmes règles de non-discrimination et de concurrence que les autres opérateurs européens.

définissant clairement les conditions d'intervention possibles de Gazprom sur le marché européen.

Bâtir un partenariat de long terme dans le cadre d'une relation bien comprise d'interdépendance ne signifie pas pour autant soumission. La construction d'alternatives à un approvisionnement gazier *via* Gazprom doit donc être menée en parallèle. Ainsi que l'a envisagé le Conseil européen d'octobre 2014, et sous réserve que l'analyse socioéconomique des projets envisagés en montre la rentabilité, cela nécessite la réalisation d'un certain nombre de terminaux en GNL, mais aussi de nouveaux gazoducs, en particulier le corridor gazier sud-européen. Celui-ci est rendu d'autant plus nécessaire que la Russie a abandonné début décembre 2014 le projet concurrent dit « South Stream » et envisage désormais d'approvisionner en gaz l'Union européenne non plus par l'Ukraine mais par la Turquie et la Grèce ainsi que par un doublement des capacités d'approvisionnement en gaz vers l'Allemagne. Dès lors, il appartient à la Commission de réexaminer l'intérêt et le dimensionnement de ce corridor gazier, d'en évaluer la rentabilité et, si celle-ci est établie, de permettre sa réalisation dans des délais raisonnables.

3.4. Remédier aux défaillances actuelles du marché de l'électricité

La Commission doit commencer par reconnaître que la structure du marché de l'électricité, même si elle a permis de coordonner efficacement la gestion à court terme des moyens de production de plusieurs pays¹, présente dans sa forme actuelle des défaillances importantes. Ainsi que le souligne le précédent rapport de France Stratégie sur ce sujet², les prix du marché de gros se sont effondrés et n'offrent plus de signal pertinent pour stimuler les investissements de tous types (production de base, de semi-base, de pointe, moyens de stockage, maîtrise de la demande, en particulier de pointe, etc.). Un risque de sous-investissement dans tous ces secteurs est à craindre à terme, d'autant que les grands électriciens sont déjà très fragilisés, ce qui laisse planer une menace sur la sécurité d'approvisionnement.

Dans le même temps, les prix pour les consommateurs finaux ne cessent d'augmenter, en raison notamment des aides aux énergies renouvelables, des taxes et des coûts de réseau, avec pour conséquence une menace sur le pouvoir d'achat des ménages et sur la compétitivité des entreprises. Plus généralement, cette désorganisation du secteur électrique est désastreuse pour l'opinion publique : comment cette dernière peut-elle comprendre que les prix de détail augmentent alors que les prix de gros baissent et comment peut-elle approuver une intervention européenne si elle aboutit à une telle situation ?

(1) En optimisant le *merit order* au jour le jour au niveau européen et par le couplage des marchés.

(2) France Stratégie (2014), *La crise du système électrique européen*, *op. cit.*

Intégrer une forte proportion d'énergies renouvelables dans le marché de l'énergie pose un problème de type nouveau en raison, d'une part, de leur coût marginal de fonctionnement quasi nul et, d'autre part, d'une production qui varie en fonction des conditions météorologiques, ce qui nécessite de rémunérer d'une manière ou d'une autre la puissance, et non pas uniquement l'énergie. Leur caractère intermittent et leur implantation géographique dans des endroits bénéficiant de bonnes conditions de vent et d'ensoleillement, qui ne sont pas nécessairement proches des lieux de forte consommation, conduisent par ailleurs à devoir renforcer les réseaux.

L'Europe se retrouve contrainte à innover car aucune autre région du monde de taille comparable n'a encore déployé de façon aussi importante les EnR et n'a encore fait face à ce type de défi. Si le marché « *energy only* » et les couplages qui ont été réalisés ont montré leur efficacité pour optimiser les échanges à court terme (marché spot au jour le jour), ils ont révélé leurs limites pour inciter aux investissements de long terme et pour assurer l'équilibrage de très court terme (quelques minutes). Une révision profonde du secteur électrique européen est incontournable, qui doit commencer par le lancement d'une réflexion sur le devenir à dix ans de son organisation et de son fonctionnement – réflexion qui doit intégrer la nécessité de rémunérer d'une manière ou d'une autre la puissance et non pas uniquement l'énergie fournie. Un certain nombre d'améliorations doivent cependant être apportées dès aujourd'hui au marché « *energy only* ».

Laisser les États membres instaurer leurs propres mécanismes de capacité, mais les inciter à coordonner leurs initiatives

De nombreux États membres mettent en place – ou l'ont déjà fait – des mécanismes dits « de capacité » afin d'assurer leur sécurité d'approvisionnement à long terme. Ces mécanismes prennent des formes très variées (paiements de capacités, réserve stratégique, marché de capacité, contrats pour différence, etc.), compte tenu de la disparité des mix électriques et des problèmes spécifiques à chacun des États membres.

Chaque État membre procède ainsi aux réformes structurelles nécessaires pour intégrer de fortes proportions de renouvelables ; pour assurer l'équilibre offre/demande, y compris durant les périodes de pointe et de variation de l'énergie¹ fournie par certains moyens de production ; pour assurer la rentabilité des différents moyens de production utilisés (sous peine de voir certains définitivement arrêtés, alors qu'ils seraient nécessaires à la sécurité d'approvisionnement) ; pour donner des signaux-prix assez élevés pour assurer le déclenchement des investissements de renouvellement de production et de maîtrise de la demande ; et enfin pour minimiser la dépense collective.

(1) Ce problème commence à prendre une importance de premier rang. À titre illustratif, lors de l'éclipse de soleil du 20 mars 2015, on a vu s'effacer en quelques minutes 17 000 MW de production solaire en Europe, auxquels il a fallu substituer de la production conventionnelle flexible.

Plusieurs schémas peuvent être envisagés¹ : tous rémunèrent d'une manière ou d'une autre la puissance, et non pas uniquement l'énergie.

Pour ces raisons, un mécanisme de capacité européen n'est guère envisageable pour le moment². Chaque État membre doit pouvoir bâtir son propre mécanisme (dans le respect des règles européennes), à condition toutefois d'en étudier la compatibilité avec les mécanismes de ses voisins, en toute transparence vis-à-vis de ceux-ci et de la Commission³, et d'assurer, dans toute la mesure du possible et dans des conditions à définir, la possibilité pour les installations de production d'électricité des pays voisins d'y participer.

Dès lors, des instances de coordination informelles comme les « *peer reviews* », souvent à l'échelle régionale, pourraient être mises en place pour permettre aux pays voisins de prendre connaissance des programmes d'investissement d'un pays donné, du design de son mécanisme de capacité, et d'en tenir compte dans leurs propres choix. Une coordination concrète de ces mécanismes pourrait néanmoins déjà être recherchée : dans un système optimisé, le niveau de défaillance admissible étant la clé de voûte de l'édifice constitué par un mix électrique « adapté »⁴, une définition commune, ou a *minima* partagée à l'échelle régionale, est souhaitable. Des méthodologies communes d'évaluation des moyens de production disponibles ainsi que de leur certification et de

(1) Un premier schéma envisage de compléter le marché actuel par des appels d'offres « à la brésilienne », rémunérant la puissance. Dans ce schéma, les producteurs d'énergie proposent un prix pour fournir en électricité et de manière garantie durant plusieurs années une quantité donnée d'usagers (une ville par exemple) : c'est donc une compétition pour le marché. Il incombe ensuite aux fournisseurs d'énergie de vendre l'électricité auprès des particuliers. Le Royaume-Uni s'oriente vers des contrats à long terme pour les énergies bas carbone complétés par un marché de capacité. La France ajoute au marché *energy only* un marché de capacité qui pourrait servir à rémunérer la base et la semi-base : dans ce schéma, c'est le fournisseur d'énergie qui supporte l'obligation de capacité, autrement dit qui a obligation de prouver qu'il peut assurer la fourniture d'électricité à ses clients à tout moment. Fin octobre 2014, l'Allemagne a ouvert une période de consultation sur un livre vert relatif aux adaptations nécessaires du système électrique pour intégrer une plus grande proportion d'énergies renouvelables. Ce livre vert envisage ainsi la possibilité d'instaurer un marché de l'énergie dit 2.0 (plutôt qu'un marché de capacité), qui s'appuierait sur un renforcement des marchés spot, sur une refonte des règles de fonctionnement des réserves de puissance et sur la possibilité pour les opérateurs de réseau de refuser l'absorption d'électricité verte en cas de nécessité.

(2) L'Allemagne défend également implicitement ce point de vue en écartant la possibilité d'utiliser les mécanismes de capacité de ses voisins. Elle juge le marché de capacité, tel que proposé par la France, trop compliqué et craint surtout que cette complexité soit une voie déguisée pour subventionner des moyens de production conventionnels, entraînant une hausse des charges qui serait imputée au développement des EnR.

(3) Le Royaume-Uni avait ainsi soumis à l'approbation de la Commission européenne son système de « contrat pour différence ». Il s'agit d'un véritable retournement de l'histoire, car après avoir été dans les années 1980-1990 le chantre de la libéralisation des systèmes électriques, le pays revient aujourd'hui à plus de régulation publique, à la fois pour assurer sa sécurité d'approvisionnement et pour décarboner son système électrique.

(4) Dans un marché où le prix serait transmis au client final et où celui-ci serait en mesure de s'effacer si le prix est trop élevé pour lui, c'est ce prix en moyenne qui servirait de critère implicite.

leur contrôle par les opérateurs de réseau pourraient également être définies. Enfin, des modèles de gestion de l'électricité doivent pouvoir être partagés entre pays voisins, afin de vérifier la disponibilité des interconnexions (autrement dit l'absence de congestion) lorsque la demande est particulièrement forte dans un État donné.

Compte tenu des transformations importantes des différents mix électriques attendues sur les dix à quinze prochaines années dans les différents États membres, il devrait être possible de concevoir à cet horizon un mécanisme de capacité régional, sinon européen : des réflexions pourraient être lancées en ce sens à l'échelle de la plaque régionale centre-ouest en liaison étroite avec la Commission.

Considérer les EnR matures comme un moyen de production banalisé, privilégier la R & D pour les EnR non matures

Les énergies renouvelables ont bénéficié jusqu'à présent et dans une première période de conditions destinées à favoriser leur développement et à en réduire les coûts. Cet objectif est atteint : plus de 40 % de la production d'électricité en Espagne provient d'énergies renouvelables, 26 % en Allemagne, etc. Les EnR sont entrées dans une phase de maturité qui implique de les banaliser vis-à-vis du système électrique, autrement dit d'adapter leurs conditions de déploiement à la part qu'elles occupent dans le mix électrique en prenant en compte leur caractère très capitalistique, et leurs externalités positives (CO₂, indépendance énergétique, etc.) aussi bien que négatives (effets de l'intermittence sur la gestion du réseau, occupation des sols, etc.).

Les EnR matures techniquement, c'est-à-dire qui ont atteint un niveau de déploiement significatif (plusieurs pourcents du mix total), n'ont plus de raisons objectives d'être soutenues financièrement dans leur développement : celui-ci doit progressivement résulter d'un besoin (exprimé par le marché) et des économies de CO₂ attendues (évaluées selon un mécanisme à revoir).

En attendant que ces incitations opèrent, les dispositifs de soutien encore en place et appelés à disparaître ne doivent pas perturber, ou le moins possible, le jeu des marchés. Dans le même temps, un contrôle des capacités insérées – par des appels d'offres par exemple – doit être instauré afin d'adapter le rythme de développement des EnR à la faculté du système électrique à les absorber.

Les lignes directrices relatives aux aides d'État à l'énergie, publiées en juin 2014, prévoient ainsi d'encourager l'intégration dans le marché de l'électricité produite à partir de sources renouvelables : il importe à cet effet que les bénéficiaires vendent leur électricité directement sur le marché (en recourant éventuellement pour les plus petits producteurs, comme c'est la pratique en Allemagne, à des agrégateurs) et qu'ils soient

soumis aux obligations du marché¹. Ils peuvent recevoir une aide publique versée sous forme de prime, mais comme le précédent rapport de France Stratégie le recommandait, ces lignes directrices stipulent que la prime ne pourra pas être perçue pendant les périodes de prix négatif sur le marché de gros. Elles prévoient qu'au cours de la période comprise entre 2020 et 2030, les sources d'énergie renouvelables déjà implantées permettront d'alimenter le réseau à des prix compétitifs, ce qui implique que les subventions et les exemptions des responsabilités en matière d'équilibrage devraient être supprimées de manière dégressive. Dès lors, des installations d'EnR devront comme tout autre moyen de production être gérées par un responsable d'équilibre², qui sera incité à :

- *évaluer le plus précisément possible leur plan de production à venir*, en particulier du jour pour le lendemain, de manière à limiter le coût des écarts avec la production effectivement réalisée ; cela doit passer par une meilleure qualité de la prévision de la production éolienne ou solaire ;
- *participer au mécanisme d'ajustement* (offres de puissance à la baisse, voire à la hausse), ce qui conduit à ajuster leur puissance en fonction des besoins du réseau.

Cela implique également, dans le cadre du mécanisme assurantiel d'interruptibilité, que les gestionnaires de réseau puissent modifier très rapidement le programme de fonctionnement prévu et, comme cela se pratique déjà en Allemagne et en Espagne, puissent déconnecter ces installations d'EnR en tant que de besoin si elles sont à l'origine de surtensions ou de congestions du réseau.

Par ailleurs, il convient de soumettre les EnR aux mêmes obligations liées à l'équilibrage du réseau que les autres moyens de production, en particulier à participer à la fourniture des services-système (réserves primaire et secondaire), en s'appuyant éventuellement sur des agrégateurs de production.

(1) Les conditions suivantes s'appliquent à partir du 1^{er} janvier 2016 à tous les nouveaux régimes et à toutes les nouvelles mesures: a) l'aide est octroyée sous forme d'une prime s'ajoutant au prix du marché auquel les producteurs vendent leur électricité directement sur le marché ; b) les bénéficiaires sont soumis à des responsabilités standard en matière d'équilibrage, sauf s'il n'existe pas de marchés d'équilibrage intrajournaliers concurrentiels ; c) des mesures sont mises en place pour faire en sorte que les producteurs ne soient pas incités à produire de l'électricité à des prix négatifs.

(2) Selon la définition de la CRE, les responsables d'équilibre sont des opérateurs qui se sont contractuellement engagés auprès de RTE à financer le coût des écarts constatés *a posteriori* entre électricité injectée et électricité consommée, au sein d'un périmètre d'équilibre contractuel. Ce peuvent être un fournisseur d'électricité, un consommateur ou n'importe quel tiers (banque, courtier, etc.). Le périmètre d'équilibre contractuel est constitué par des moyens d'injection (sites physiques de production, achat en bourse ou à d'autres acteurs, importations) et des éléments de soutirage (sites physiques consommateurs, vente en bourse ou à d'autres acteurs).

Mettre en place des mécanismes révélant le coût de la flexibilité pour l'imputer à ceux qui l'utilisent et rémunérer ceux qui la fournissent

L'électricité ne se stockant pas, la quantité d'électricité injectée dans le réseau doit à tout moment être égale à la quantité d'électricité soutirée. Physiquement, l'équilibre entre production et consommation, toutes deux soumises à des aléas, est assuré en temps réel par RTE. Pour ce faire, RTE doit disposer en temps réel d'une réserve d'ajustement de puissance, à la hausse comme à la baisse. Il fait alors appel aux producteurs et aux consommateurs connectés au réseau pour qu'ils modifient très rapidement leur programme de fonctionnement prévu. C'est le rôle du mécanisme d'ajustement mis en place depuis 2003. Du côté financier, les écarts entre injection et soutirage ont un coût, assumé par les responsables d'équilibre. Ainsi, le mécanisme d'ajustement est aussi un mécanisme qui incite chaque acteur à veiller à l'équilibre sur le réseau des flux d'électricité dont il est responsable.

Aujourd'hui, les volumes appelés en France par RTE dans le cadre de ce mécanisme d'ajustement (ou règlement des écarts) sont relativement modestes (moins de 1 % de la production totale) et les prix associés ne s'écartent pas significativement des prix de l'énergie. Avec l'insertion de plus en plus importante d'énergies renouvelables, dont la puissance peut varier fortement et de manière en partie non prévisible, ils devraient être appelés à croître fortement.

Il convient donc d'ores et déjà de réfléchir à des mécanismes adaptés permettant de révéler les vrais coûts de la flexibilité, afin que les externalités liées aux aléas de fonctionnement d'un moyen de production puissent être imputées aux opérateurs qui en sont à l'origine.

Malgré les discussions qui ont pu avoir lieu entre les différents États membres, aucune solution technique n'a pu être trouvée pour le moment sur un dispositif (autrement dit un code réseau) qui convienne à tous. La solution la plus simple consiste désormais à renforcer les pouvoirs de l'ENTSO-E¹ et de l'ACER² en leur confiant un mandat pour résoudre cette question. Compte tenu de sa complexité, il pourrait être envisageable d'élaborer dans un premier temps des solutions régionales regroupant les États membres relevant d'une même zone électrique³.

(1) L'ENTSO-E, *European Network of Transmission System Operators*, représente 41 gestionnaires de réseaux de transport (*transmission system operators*, TSOs) de 34 pays d'Europe.

(2) L'ACER, *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, est une agence européenne créée par le règlement (CE) n° 713/2009 et mise en place en 2010 pour aider à la réalisation du marché intérieur de l'énergie (gaz et électricité) et pour renforcer les liens entre régulateurs des États membres.

(3) Enderlein H. et Pisani-Ferry J. (2014), *Réformes, investissement et croissance : un agenda pour la France, l'Allemagne et l'Europe*, novembre, www.strategie.gouv.fr/publications/reformes-investissement-croissance-un-agenda-france-lallemagne-leurope.

3.5. Diminuer résolument notre consommation pétrolière et préserver notre outil de raffinage

La baisse des prix du pétrole constitue une aubaine pour l'économie européenne et devrait favoriser sa croissance économique. Si elle s'avère durable, elle offre une occasion unique de revoir la politique énergétique en augmentant les taxes sur les produits pétroliers, en particulier sur le gazole (ce qui permettrait de réduire l'inadéquation de l'appareil de raffinage européen), en les harmonisant et en les faisant reposer sur une assiette carbone. Il s'agit d'envoyer aux consommateurs des signaux les incitant à la vertu, afin de poursuivre résolument les actions de réduction de consommation pétrolière et d'efficacité énergétique, et pour faire un bon usage des centaines de milliards de dollars de rente qui passent soudainement des pays producteurs aux pays importateurs. Il convient de ne pas reproduire les erreurs commises lors du contre-choc pétrolier de 1986, car si au lendemain de la crise de 1973 d'immenses efforts ont été entrepris pour réduire les consommations et améliorer l'efficacité énergétique, ces efforts se sont relâchés durant la période de prix bas des hydrocarbures de 1986 au début des années 2000.

Les capacités européennes de raffinage sont amenées inéluctablement à se réduire, compte tenu d'une moindre consommation pétrolière et d'une plus grande concurrence des nouvelles raffineries géantes du Moyen-Orient et d'Asie. Dans ces conditions, une fois le bilan de santé du raffinage européen réalisé, il serait souhaitable que la Commission se dote d'une vision stratégique du raffinage européen à l'horizon 2030, permettant de préserver notre sécurité d'approvisionnement et de limiter l'augmentation du déficit de notre balance commerciale. La sécurité impose en effet de garder une capacité résiduelle de raffinage proportionnée à la consommation d'énergie : cela implique la mise en place de mesures ou d'outils permettant de répondre à de telles contraintes.

3.6. Soutenir une politique de R & D ambitieuse et coordonnée au niveau européen pour les technologies non mures

L'Europe est responsable de moins de 10 % des émissions de gaz à effet de serre mondiales, mais elle peut servir de champ d'expérimentation de technologies permettant de la placer dans une position compétitive favorable au plan mondial. L'utilisation massive de tarifs d'achat (qui atteignent des dizaines de milliards d'euros chaque année) n'est pas adaptée aux technologies non mures. Il faut plutôt orienter le soutien public vers la R & D et vers des opérations de démonstration ciblées. Au-delà des technologies traditionnellement citées – solaire de prochaine génération, captant par exemple une plus large part du spectre solaire, énergies marines, stockage de l'électricité, capture et stockage du CO₂, efficacité énergétique, *smart grids* –, il conviendra de soutenir également les technologies transverses (nanotechnologies notamment, en particulier le

graphène) en prenant garde à ne pas désigner *a priori* les gagnantes, les innovations arrivant souvent dans des secteurs où on ne les attend pas, en particulier au niveau des usages de l'énergie, des nouveaux matériaux ou encore des technologies de l'information.

Les réflexions en cours dans le prolongement du SET-Plan et de sa feuille de route intégrée doivent conduire à l'adoption d'un plan d'action qui dynamise la R & D européenne dans le domaine de l'énergie, favorise les coopérations et améliore les passerelles avec l'innovation et l'industrie de façon à rendre l'économie européenne plus « verte » et plus compétitive. Ce plan d'action doit reposer sur des comparaisons systématiques avec les programmes des autres économies mondiales, en particulier des États-Unis et du Japon¹, qui investissent massivement dans la R & D.

Il est également souhaitable d'articuler les politiques de soutien à l'innovation à des politiques industrielles incluant la formation. La comparaison des coûts d'installation de panneaux photovoltaïques entre l'Allemagne et la France montre ainsi que des gains de productivité très conséquents peuvent être obtenus sur les installateurs, ainsi que sur la maintenance des équipements. Une politique industrielle au niveau européen peut aussi permettre de réussir le développement industriel de futures technologies vertes là où l'Europe a échoué par le passé.

3.7. Encourager les investissements dans le secteur de l'énergie dans le cadre du plan de relance de la Commission

L'Union européenne souffre d'un manque d'investissement : en 2012, celui-ci est en recul de 15 % en moyenne par rapport à son niveau d'avant-crise. Le plan annoncé pour contribuer au retour de la croissance en Europe devrait générer 315 milliards d'euros d'investissement. Dans le secteur de l'énergie, les investissements nécessaires pour faire fonctionner le système et pour réduire les émissions européennes de gaz à effet de serre par un facteur supérieur à quatre sont extrêmement importants : plus de 200 milliards dans les réseaux d'ici à 2020, près de 2 000 milliards de dollars selon l'AIE d'ici à 2035 dans la production d'électricité et la réduction des émissions. Un quart de ces dépenses environ devra être consacré à l'efficacité énergétique. Même si certains pays sont en situation de surcapacité, une partie des installations de production d'électricité en Europe devront être renouvelées d'ici à 2030.

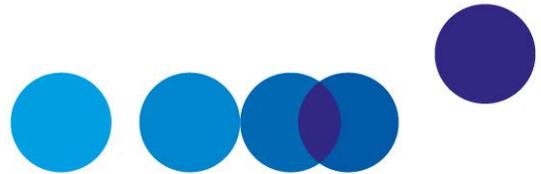
Ces dépenses sont cependant aujourd'hui freinées par plusieurs facteurs : l'effondrement des prix sur le marché de gros, qui dissuade tout investissement dans de nouveaux moyens de production, et plus généralement l'incertitude sur la rentabilité des projets énergétiques (isolation des logements), le manque de visibilité sur le marché du carbone

(1) Voir le programme *Top Runner* du Japon et les programmes du DOE (Department of Energy) aux États-Unis.

qui a perdu toute crédibilité et, enfin, la perte de confiance qui conduit les banquiers à accorder dans ce secteur des taux d'emprunt plus élevés que dans le reste de l'économie.

Dans ces conditions, la Commission doit, dans un premier temps, s'attacher à redonner de la crédibilité aux marchés de quotas de carbone et de gros de l'électricité. Dans un deuxième temps, et conformément au plan de relance, elle doit favoriser le lancement de nouveaux projets, reposant sur l'investissement privé, grâce aux systèmes de garantie et d'avances remboursables mis en place avec l'aide de la BEI. Dans le domaine de l'efficacité énergétique qui constitue une priorité forte pour réduire la consommation énergétique, il serait ainsi souhaitable de mettre en place, en liaison avec la BEI, des systèmes de tiers garants, en particulier pour la rénovation thermique des bâtiments publics. Les actions d'efficacité énergétique ne doivent cependant être menées que dans la mesure où elles sont rentables sur le plan socioéconomique : celles réduisant le plus les émissions de gaz à effet de serre doivent, à rentabilité équivalente, être privilégiées.

La relance de l'investissement pourrait aussi favoriser la rénovation thermique des bâtiments les plus énergivores ainsi que le développement des réseaux non seulement de chaleur, mais aussi de froid.



PRINCIPES ET RECOMMANDATIONS

Quatre principes

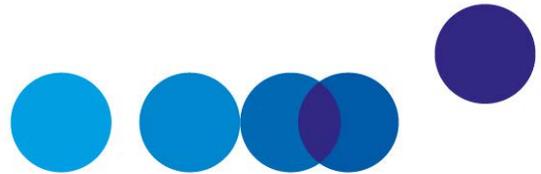
- **Un principe de solidarité** : la première étape de la construction d'une politique énergétique européenne respectant la sécurité d'approvisionnement consiste à ce que la Commission et l'ensemble des États membres réaffirment un principe de solidarité envers chacun d'entre eux.
- **Un principe de responsabilité** : c'est aux États membres de déterminer la structure générale de leur approvisionnement énergétique et par conséquent de décider des évolutions de leurs moyens de production.
- **Un principe de rationalité économique** : dans une période économique difficile, il est plus que jamais nécessaire de réintroduire de la rationalité économique dans les politiques.
- **Un principe de résilience** : la politique énergétique européenne doit tenir compte des évolutions de l'environnement mondial qui vont fortement l'affecter mais sur lesquelles elle n'a parfois qu'une faible emprise, voire aucune.

Sept recommandations

- **Préciser les objectifs de la politique énergétique de l'Union sans masquer leurs contradictions internes.** Cette stratégie énergétique pourrait être définie à l'horizon 2030 en complément des décisions de la politique énergétique et climatique que le Conseil a prises en octobre 2014. Des instruments, voire des objectifs secondaires, vont en outre être adoptés : ils doivent être soigneusement calibrés à l'aune des objectifs principaux retenus précédemment.
- **Améliorer la sécurité de notre approvisionnement gazier** en renforçant les pays de l'est de l'Union européenne dans leur négociation avec Gazprom, en obligeant la compagnie russe à se conformer aux règles européennes sur le territoire de l'Union, en diversifiant les sources d'approvisionnement en gaz de l'UE-28, en construisant enfin le corridor gazier sud-européen, **tout en rebâtissant un partenariat énergétique de long terme entre l'Union européenne et la Russie, une fois le conflit russo-ukrainien apaisé.**

- **Modifier le cadre de régulation du secteur de l'électricité.** La Commission se doit d'acter que la structure du marché dans sa forme actuelle est défailante et qu'une révision profonde est nécessaire. La question de la **rémunération de la puissance** doit trouver une solution afin de tenir compte du nouveau contexte induit par l'intégration massive de moyens de production décarbonée hautement capitalistiques. À court terme, un mécanisme de capacité européen n'est malheureusement guère envisageable : chaque État membre doit donc pouvoir bâtir son propre mécanisme (dans le respect des règles européennes), à condition toutefois d'en étudier la compatibilité avec les mécanismes de ses voisins. Les États membres doivent néanmoins être incités à coordonner leurs investissements – par le biais du *peer review* notamment – afin d'optimiser les coûts au niveau global et d'assurer la sécurité du réseau. Les énergies renouvelables matures, comme l'envisagent les lignes directrices relatives aux aides d'État dans le domaine de l'énergie, publiées en juin 2014, doivent être intégrées au marché. Pour assurer l'équilibrage du réseau à court terme, des mécanismes adaptés doivent être mis en place afin que les **coûts liés à la flexibilité** (réponse à de fortes variations de production) puissent être estimés et imputés à ceux qui l'utilisent tout en rémunérant ceux qui la fournissent. Les EnR doivent ainsi participer comme les autres moyens de production à la fourniture des services-système (réserves primaire, secondaire et tertiaire), ce qui implique leur éventuelle interruptibilité comme en Allemagne et en Espagne et un recours possible à des agrégateurs.
- **Reconstruire un signal-prix crédible du carbone et plus généralement redonner de la crédibilité à la politique climatique.** La mise en place d'un régulateur qui pourrait intervenir rapidement sur le marché (s'il en a le mandat) lui redonnerait cette crédibilité. Plus généralement, il appartient à la Commission d'engager une réflexion sur l'intérêt de définir une trajectoire du prix du carbone : celle-ci pourrait se concrétiser par l'instauration d'un système hybride, en adjoignant au marché ETS actuel des prix plancher et plafond gérés par un régulateur.
- **Élaborer une stratégie du raffinage européen** tenant compte de la nécessité de garantir une certaine partie de notre approvisionnement en produits raffinés, quelles que soient les circonstances extérieures à l'Union européenne, et du surcoût possible pour les contribuables et/ou les consommateurs.
- **Intensifier et coordonner les efforts de R & D** en faveur des technologies non matures permettant la transition vers un système énergétique décarboné ; définir des feuilles de route communes (Union européenne et États membres), dans des domaines d'intérêt partagé, afin de mutualiser et d'optimiser l'utilisation des fonds publics de recherche.
- **Encourager les investissements dans le secteur de l'énergie dans le cadre du plan de relance de la Commission** en s'attachant à redonner de la crédibilité aux

marchés de quotas de carbone et de gros de l'électricité, et, conformément au plan de relance, en favorisant le lancement de nouveaux projets, reposant sur l'investissement privé, grâce aux systèmes de garantie et d'avances remboursables mis en place avec l'aide de la BEI.



LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ÉLECTRIQUE

Étienne Beeker¹

« La sécurité d'approvisionnement est la capacité des systèmes électriques à satisfaire de façon continue la demande prévisible du marché. »
Glossaire de la Commission de régulation de l'énergie

Une société moderne est difficilement concevable sans électricité, considérée par la majorité de la population comme un « produit de base » définitivement acquis. Pourtant, si l'accès à l'électricité constitue un droit pour tous les citoyens et les entreprises, les contraintes physiques liées à ce droit sont méconnues.

Les systèmes électriques offrent sans doute le plus bel exemple de système complexe fonctionnant en flux tendu, l'offre devant s'ajuster en permanence à la demande, avec à chaque instant un risque important de déséquilibre si les préconisations techniques de tension et de fréquence ne sont pas remplies. Les causes de ce risque sont bien connues : la demande est rigide, le stockage d'électricité est difficile et coûteux², les moyens de production sont plus ou moins flexibles et la défaillance d'un seul peut entraîner des délestages en cascade sur tout le réseau.

Cette complexité exige une coordination étroite à chaque instant entre les producteurs et les fournisseurs d'énergie, les gestionnaires de réseau, voire les consommateurs – coordination que le marché n'est pas toujours à même d'assurer. Des aspects économiques, financiers, géopolitiques (pour l'approvisionnement en combustibles en particulier) ou de sécurité intérieure (protection des infrastructures stratégiques) sont à intégrer, qui requièrent une action des pouvoirs publics. Ceux-ci interviennent également en cherchant à garder une influence sur la fixation des tarifs et en définissant le niveau de qualité de la fourniture de courant exigible par les consommateurs.

(1) Chargé de mission, département Développement durable, France Stratégie.

(2) Le stockage hydraulique est le plus économique mais les sites disponibles sont saturés.

1. Assurer l'équilibre offre-demande à toutes les échelles de temps

L'équilibre du système électrique doit être assuré à toutes les échelles de temps :

- sur le **long terme** (plusieurs années). Cela implique que les investissements nécessaires soient planifiés, assortis de politiques de maîtrise de la demande qui sont fonction des contraintes susceptibles de s'exercer à l'avenir sur le système. Le parc doit être autant que possible « adapté », c'est-à-dire comporter les bonnes proportions de moyens de base, de semi-base et de pointe en fonction de la structure de la demande ;
- sur le **moyen terme** (de plusieurs mois à un an). Le parc de production est considéré comme ne pouvant être ajusté par de nouveaux investissements et il convient de le gérer (réserves hydrauliques, achats de combustible, gestion des arrêts pour maintenance, etc.). Cette fonction est typiquement assurée par les opérateurs (gestionnaires de réseau et responsables d'équilibre) selon des critères technico-économiques ;
- sur le **court terme** (la journée, voire quelques heures). Chaque acteur dispose d'un ensemble de moyens de production prêts à fonctionner et/ou de contrats de vente et d'achat avec d'autres acteurs. Ceux-ci sont classés par coûts marginaux croissants (« *merit order* ») pour répondre à la demande ou pour intervenir sur les marchés de gros de l'électricité ;
- en **temps réel** : les critères économiques cèdent la place à des critères techniques, le gestionnaire de réseau ayant la charge de maintenir la fréquence et la tension en permanence face aux divers aléas possibles : perte d'ouvrage (ligne THT ou unité de production), variation de la demande, écart par rapport aux prévisions météorologiques. Les outils à sa disposition (réserves primaire, secondaire, tertiaire¹) relèvent plutôt des préconisations réglementaires (volumes de réserve à assurer en particulier) que du marché (même si des prix sont établis pour le règlement des écarts et que l'Allemagne, la Suisse, l'Autriche et les Pays-Bas ont lancé conjointement un marché de la réserve primaire au 1^{er} avril 2015).

Le développement de quantités importantes d'énergies renouvelables (EnR), principalement intermittentes, pose des problèmes nouveaux en matière de sécurité des systèmes électriques aux extrémités de ces échelles de temps :

- à long terme, le risque existe que les investissements adéquats ne soient pas réalisés ;

(1) Ces réserves constituent les services-système qui seront abordés plus en détail dans la suite du texte.

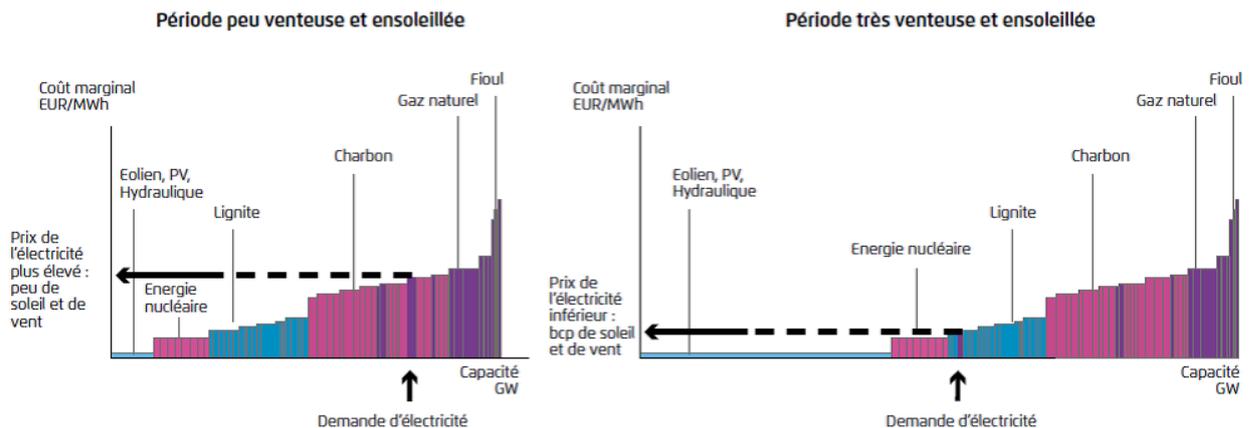
- à très court terme, la conduite du système devient extrêmement complexe, introduisant des risques de *blackout*.

2. La sécurité d'approvisionnement à long terme menacée

L'impact de l'insertion de fortes quantités d'EnR

Le premier effet de la pénétration des EnR est le déplacement du « *merit order* ». Les moyens de production renouvelables, de par leur coût marginal nul (et parce qu'ils ont la priorité d'injection sur le réseau) sont appelés avant les autres moyens de production. Avec la croissance très rapide des parcs éoliens et photovoltaïques des pays d'Europe de l'Ouest, l'impact sur le marché européen est devenu rapidement significatif.

Logique de la formation des prix sur le marché de gros (courbe dite du *merit order*)



Source : Agora Energiewende (2012)

De par leur mode de soutien, les producteurs d'EnR, bénéficiaires des tarifs d'achat, produisent sans avoir à tenir compte des besoins réels et des contraintes du système électrique. Cette absence d'exposition à l'équilibre offre-demande se traduit par des anomalies sur le marché de l'électricité et par une distorsion de celui-ci, avec des conséquences bien identifiées :

- les prix du kWh sur les marchés d'électricité (marchés dits de gros) sont déprimés et n'envoient plus de signal suffisamment incitatif aux investisseurs, menaçant la sécurité d'approvisionnement à long terme ;
- plus grave encore, des centrales de semi-base sont retirées provisoirement ou définitivement du réseau car non rentables (51 GW ont été déclassés ou mis sous cocon en Europe ces deux dernières années). Or ce sont ces unités, principalement

des centrales à gaz, qui sont les plus aptes à assurer le « back-up » (le complément) des EnR en cas d'absence de vent ou de soleil.

Depuis le précédent rapport de France Stratégie¹, la Commission européenne a adopté des lignes directrices en avril 2014 relatives au soutien des énergies renouvelables, applicables au 1^{er} juillet 2014. Cette refonte des mécanismes de soutien aux EnR passe par l'abandon des tarifs d'achat en 2015, au profit de la vente directe sur le marché, couplé à une aide publique sous forme de prime sous conditions, notamment l'équilibre de réseau. Le soutien public se fera également au travers d'appels d'offres, qui deviendront obligatoires au 1^{er} janvier 2017. Les projets de petite puissance échappent pour l'heure à cette réforme.

Différents États membres ont commencé à réviser leurs conditions de soutien aux EnR, en général en introduisant un complément de rémunération *a posteriori* (similaire aux CfD ou *contracts for difference* britanniques). Si ce mécanisme constitue une avancée par rapport au système des tarifs d'achat, il n'est pas certain qu'il élimine toute distorsion du marché, les producteurs d'EnR bénéficiant toujours d'une forte garantie d'être rémunérés quelles que soient les conditions de marché au moment où ils délivrent leurs kWh. Ces points seront détaillés ci-dessous.

Le marché de l'électricité n'a pas eu l'occasion de fonctionner en mode « non perturbé »

La question de savoir si le financement des EnR hors marché est le seul responsable de l'inefficacité des signaux de marché pour inciter aux investissements peut se poser, car il se trouve que l'introduction des EnR dans le système électrique a été plus ou moins concomitante au démarrage effectif du marché de gros européen. Le marché a commencé à être opérationnel après 2004, avec des prix qui ont mis quelques années à se stabiliser à des niveaux reflétant peu ou prou les coûts de production (le parc européen était globalement surcapacitaire). La directive dite des « 3 x 20 » date de 2008², alors que les EnR avaient commencé à se développer hors marché significativement dans certains pays (Allemagne, Espagne).

(1) France Stratégie (2014), *La crise du système électrique européen. Diagnostic et solutions*, janvier, www.strategie.gouv.fr/publications/crise-systeme-electrique-europeen.

(2) Directive 2009/28/CE transposant le paquet Énergie-Climat de 2008 : d'ici 2020, l'Union européenne doit réduire de 20 % ses émissions de gaz à effet de serre, réaliser 20 % d'économies d'énergie et hisser à 20 % la part des énergies renouvelables dans son mix énergétique.

Les marchés n'ont ainsi jamais eu le recul nécessaire pour vérifier qu'ils peuvent, lorsqu'ils ne sont pas perturbés par un développement hors marché des EnR, délivrer les bons signaux aux différents acteurs les incitant à investir. Les débats qui avaient eu lieu (et même fait rage) sur ce thème dans les années 1980-1990 n'ont jamais connu d'épilogue et pourraient s'ouvrir à nouveau. La question du « missing money¹ » a ainsi réapparu récemment et le marché de capacité que la France met en place peut être considéré comme une réponse à cette question, indépendante *a priori* de la présence d'EnR dans le mix.

D'autres considérations entrent en jeu, en particulier sur le signal incitant à investir qui est délivré par le marché et qui peut intervenir trop tard pour éviter la défaillance, car les délais de procédure et de construction sont longs, et l'électricité ne se stocke pas, ce qui obligera toujours à en appeler à la responsabilité conjointe des autorités politiques, des opérateurs et des régulateurs.

Ces débats potentiels pourront être également alimentés par le véritable retournement de l'histoire qu'opère le Royaume-Uni. Après avoir été à cette époque le chantre de la libéralisation des systèmes électriques et révisé plusieurs fois ses règles de marché, il revient aujourd'hui à davantage d'actions publiques et de régulation à la fois pour assurer sa sécurité d'approvisionnement à moyen terme et pour décarboner son système électrique.

En attendant, chaque État membre a mis en place un mécanisme de capacité pour répondre à une problématique qui lui est propre, la sécurité d'approvisionnement restant dans le domaine régalien des États.

L'Europe se retrouve dans l'obligation d'innover pour assurer sa sécurité d'approvisionnement

Ainsi menacée, la sécurité d'approvisionnement revient en tête des préoccupations de l'Union européenne, qui se voit dans l'obligation de réorganiser son système électrique et restaurer la capacité de ses opérateurs à investir dans les moyens de production capables d'assurer l'équilibre du système.

Une nouvelle organisation du marché électrique est donc à mettre en place, ce qui n'a rien d'évident. Premier continent à se confronter à l'insertion en proportion aussi

(1) Littéralement « argent manquant ». Pour certains économistes, un marché basé uniquement sur l'énergie – et donc théoriquement sur les coûts marginaux de production – ne permet pas de rémunérer les investissements des moyens d'extrême pointe, et c'est cette absence de rémunération qui est responsable de l'insuffisance de capacités à la pointe. La solution pour ces économistes réside dans l'adjonction d'un mécanisme de capacité incitant aux investissements dans toutes les situations. Pour d'autres économistes et comme cela a été mis en évidence dans le premier rapport de France Stratégie, un marché de l'énergie libéré de ses contraintes permettrait de rémunérer ces investissements.

importante d'EnR intermittentes sur son réseau, l'Europe se retrouve en *terra incognita*, dans l'obligation d'innover en matière juridique et institutionnelle pour réguler son secteur de l'énergie. Qui plus est, les États membres ne font pas tous face aux mêmes problématiques. Une rapide analyse de la situation des trois plus grands d'entre eux – la France, l'Allemagne et le Royaume-Uni – montre même de fortes différences :

- augmentation de la pointe en France en raison de la thermo-sensibilité de sa demande ;
- déficit à court terme de moyens de production en base au Royaume-Uni en raison de sous-investissements chroniques ;
- forts besoins de flexibilité outre-Rhin dus au développement extrêmement rapide d'EnR intermittentes.

Séparer le marché de capacité et le marché de l'énergie pose un problème théorique

Vouloir juxtaposer un marché de l'énergie (kWh) et un marché de capacité (ou puissance, kW) ne va pas sans poser quelques problèmes théoriques, ces deux quantités étant fortement couplées par le temps (h). L'énergie contenue dans un kWh correspond au fonctionnement d'une installation de 1 kW pendant une heure. Pour fixer les idées, ces deux quantités peuvent être comparées à une distance et une vitesse (1 km est la distance parcourue par un mobile se déplaçant à 1 km/h pendant une heure) dont on sent bien qu'elles sont fortement liées.

Selon la théorie élaborée en particulier par Marcel Boiteux¹, un parc adapté est constitué d'un mix de moyens de base, de semi-base et de pointe dans des proportions telles que si on veut produire à un instant t 1 kWh d'énergie supplémentaire, il est indifférent de faire fonctionner 1 kW d'une installation qui ne serait pas à sa pleine capacité pendant une heure, ou d'investir 1kW dans un nouveau moyen choisi de manière optimale et de le faire fonctionner également pendant une heure.

Dans le premier cas, la dépense ne porte que sur des kWh (ce qui correspondrait à une transaction sur le marché « *energy-only* ») et dans le deuxième sur des kW et des kWh (et correspondrait à une transaction sur le marché de capacité et sur le marché « *energy-only* »). La théorie revient à dire que dans un parc adapté les coûts marginaux de court terme (€/kWh) sont égaux aux coûts marginaux de long terme ou de développement (€/kW).

(1) Voir par exemple Varoquaux W. (1996), *Calcul économique et électricité*, Paris. PUF, « Que sais-je ? », n° 3201.

L'intégration massive d'EnR et la crise économique, qui a déformé la courbe de demande, ont complètement désadapté le parc, agrandissant l'écart qui existait entre les coûts marginaux de court terme et ceux de long terme. La mise en place d'un marché de capacité en complément du marché de l'énergie devrait avoir pour but de rapprocher ces deux coûts, mais ceux-ci étant corrélés, il faudra veiller à ce que les deux marchés qui ne sont pas indépendants n'entraînent pas de surcoûts.

En Allemagne, le problème est inverse : le parc est également fortement désadapté car surcapacitaire (les symptômes en sont les prix négatifs et les demandes de fermeture de centrales non rentables par les opérateurs). La question qui se pose au régulateur allemand, la BNetzA, est de déterminer les centrales à garder sur le réseau afin de continuer d'assurer la sécurité d'approvisionnement du système de manière optimale. Il y a par ailleurs un intérêt théorique évident à optimiser la composition des mix allemand et français de manière conjointe, nonobstant les limitations induites par la capacité des interconnexions reliant les deux pays.

Face à ces incertitudes et dysfonctionnements, la plupart des États membres ont décidé la mise en place, parfois dans l'urgence, de mécanismes destinés à compléter – temporairement prétendent certains – un marché « *energy only* » ne remplissant pas les fonctions qui lui sont dévolues. Ces mécanismes diffèrent, les solutions techniques s'adaptant aux problématiques.

La France craint pour sa pointe de demande

Le Réseau de transport d'électricité (RTE) rappelle régulièrement dans son bilan prévisionnel que la pointe de demande augmente régulièrement depuis plusieurs années, même si la consommation a tendance à se stabiliser. RTE a ainsi alerté les pouvoirs publics sur un possible déficit de moyens de production lors de l'hiver 2015-2016, certaines vieilles centrales à charbon et à fioul devant être déclassées en 2015.

En France, la loi de 2000 avait doté les pouvoirs publics de la capacité de lancer des appels d'offres face au manque prévisible de moyens de production (en spécifiant au besoin s'ils doivent être de pointe, de semi-base ou de base). Ces appels pouvant se révéler infructueux, la loi de décembre 2010¹, dite loi NOME, établit pour plus de sûreté un dispositif d'obligation de capacité : « chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement ».

(1) Le décret du 14 décembre 2012 en définit l'organisation générale.

Cette obligation de capacité est doublée d'un marché, les fournisseurs ayant la possibilité d'échanger leurs garanties de capacités s'ils se retrouvent en situation excédentaire ou déficitaire. Ce marché de la puissance (sur lequel des kW sont échangés) vient compléter le marché de l'énergie déjà existant (où les échanges se font en kWh).

Retour d'un contrôle étatique des investissements au Royaume-Uni

National Grid, le gestionnaire du réseau britannique, a encore récemment alerté sur l'augmentation de risques significatifs de coupures et de « brownouts¹ », le système électrique n'étant pas capable de répondre à une vague de froid bi-décennale (une chance sur vingt). Face aux défaillances propres aux marchés de l'électricité et dans le but de réduire l'exposition au risque prix à long terme, le Royaume-Uni a annoncé fin juin 2014 le lancement de son propre système, les CfD, (*contracts for difference*) pour apporter un complément de rémunération aux moyens de production décarbonés.

Un premier appel d'offres pour 53,3 GW de capacités de production, d'effacement ou de stockage a été lancé et la hauteur de la rémunération sera définie par une mise aux enchères (la première a eu lieu en décembre 2014). Les lauréats bénéficieront d'un paiement pour la capacité de production et devront garantir, en échange, la disponibilité de ces moyens de production subventionnés lors des périodes de pointe de consommation. Les coûts devront être assumés par les fournisseurs d'électricité, en fonction de la contribution de leur portefeuille de clients aux pointes. Les capacités de production installées à l'étranger ne peuvent pas participer à la première mise aux enchères. Une situation qui devrait toutefois changer pour les prochaines enchères en 2015.

L'Allemagne pare au plus pressé pour stopper les arrêts de centrales

De son côté, l'Allemagne se trouve plutôt en situation de surcapacité et face à des exploitants qui souhaitent arrêter leurs unités pour cause de non-rentabilité. Comme il a été vu, ce sont souvent des centrales à gaz, parfois très récentes, qu'ils projettent de sortir du réseau, alors qu'elles sont indispensables à l'équilibre offre-demande dans les périodes sans vent et sans soleil. Le pays a opté pour un mécanisme de réserves stratégiques obligeant certaines centrales à rester opérationnelles après négociation entre leurs exploitants et la BNetzA, le régulateur fédéral du réseau.

Ces mesures sont annoncées comme transitoires par le gouvernement allemand qui a publié fin octobre 2014 un Livre Vert sur la réforme du marché électrique qui met en avant le besoin d'adapter les règles de fonctionnement du marché à la montée en

(1) Un « blackout » peut être considéré comme une coupure généralisée, alors qu'un « brownout » n'affecte qu'une partie des consommateurs, éventuellement à tour de rôle (coupures tournantes).

puissance des énergies renouvelables. Pour le gouvernement, la réforme doit avant tout renforcer la capacité des marchés à envoyer les bons signaux-prix, aux producteurs et aux consommateurs. Le gouvernement propose le renforcement de marchés spot, ainsi qu'une refonte des règles de fonctionnement des réserves de puissance pour faciliter la participation des producteurs d'énergies renouvelables, des opérateurs de stockage, et des consommateurs à ces réserves. Afin de renforcer la stabilité du système, il prévoit la possibilité pour les opérateurs de réseau de refuser l'absorption d'électricité verte en cas de situations extrêmes de déséquilibre, et réaffirme l'importance du marché « *energy only* », préférable à tout mécanisme de rémunération explicite de la puissance.

L'Allemagne considère que le potentiel d'optimisation doit être exploité pleinement avant de décider d'intervenir de manière aussi « profonde » pour remodeler l'architecture des marchés. Elle juge qu'il convient en priorité d'adapter les règles du marché aux besoins d'intégration des énergies renouvelables en introduisant par exemple des « contrats quart d'heure » sur le marché *intraday*. Cela nécessite toutefois de ne pas « capper » (limiter à la hausse) les prix de marché de l'énergie, ce qui peut les amener à atteindre des valeurs extraordinairement élevées¹ et, par conséquent, ne semble pas faire consensus outre-Rhin. Cette position a été réitérée le 5 mai 2015 par le secrétaire d'État à l'énergie, Rainer Baake.

En ce sens, l'Allemagne se tient à distance du modèle français, estimant que les différents marchés de capacité présentent tous le risque de constituer une entrave à la flexibilité du système électrique, pourtant jugée primordiale à l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique allemand. La crainte existe également d'une hausse des charges qui serait imputée au développement des renouvelables.

L'analyse allemande du mécanisme que la France souhaite mettre en place et voudrait voir étendu à l'Europe n'est pas sans fondement. Devant sa complexité, les Allemands restent attentistes et laissent aux concepteurs le soin de l'expérimenter chez eux. De son côté, Bruxelles s'est toujours montrée réservée à l'idée de compléter le marché « *energy only* » par une rémunération de la capacité. En revanche, elle a approuvé les réformes que le Royaume-Uni souhaite mettre en place.

L'ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), association qui regroupe les opérateurs de réseau européens, souligne pour sa part l'impact qu'aura un mécanisme de capacité sur le marché « *energy only* ». Cette remarque relève du bon sens : puissance et énergie sont liées par une relation simple qui est la durée de fonctionnement des moyens de production (voir également encadré ci-dessus). L'ENTSO-E reconnaît toutefois que ces mécanismes peuvent être

(1) Des moyens de pointes pourraient ainsi trouver une certaine rentabilité, même en fonctionnant un tout petit nombre d'heures.

nécessaires dans certaines régions, mais qu'ils doivent être conçus en tenant compte des signaux de prix du marché et en ciblant un objectif réel et pas simplement perçu¹.

RECOMMANDATIONS

Laisser aux États membres le soin d'établir leurs propres mécanismes de capacités compte tenu des spécificités de chaque système électrique.

Une convergence dans la définition des critères de sécurité d'approvisionnement (niveau de défaillance admissible) serait souhaitable.

En parallèle, il est indispensable de mettre en place une instance (« peer review ») dans laquelle chaque État devra présenter aux autres États les grandes décisions de sa politique énergétique pouvant avoir des répercussions sur l'équilibre du système électrique des autres États membres.

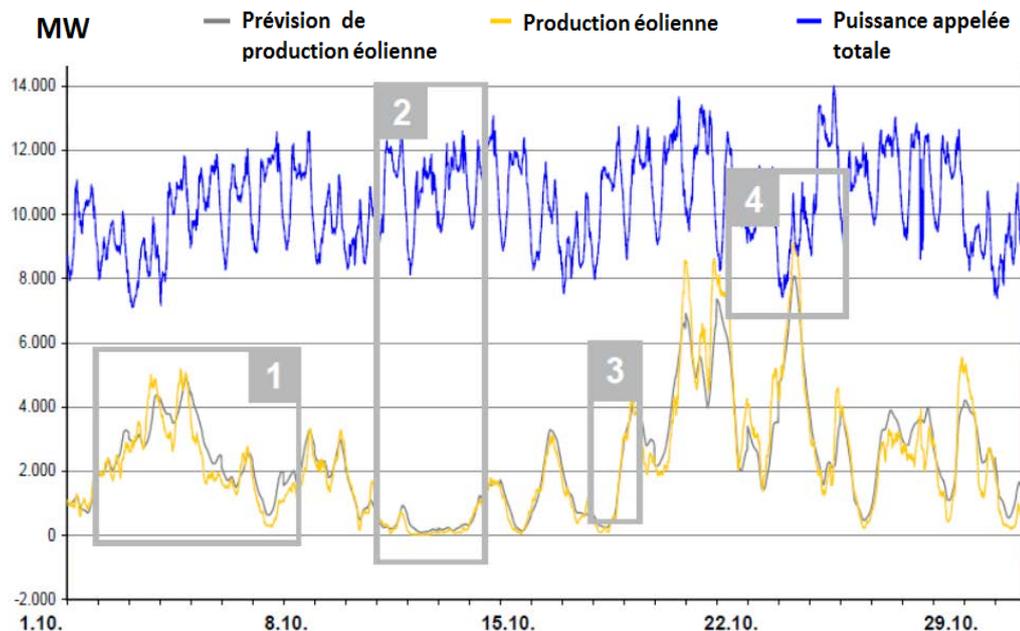
3. La sûreté de fonctionnement du système électrique à très court terme est fragilisée

Le système électrique européen connaît aujourd'hui une situation paradoxale. Alors que la demande électrique est au mieux stable et souvent décroît, et que le parc européen connaît des surcapacités de production, ce qui laisserait présager une situation confortable, le système est fragilisé par un mix de production qui n'est plus adapté à très court terme.

En effet, si sur le long terme les EnR intermittentes peuvent s'assimiler peu ou prou à des moyens de base (leur production statistique moyenne est relativement répartie sur l'année), à court terme la puissance qu'elles délivrent n'est pas garantie. Lorsqu'elles représentent une part significative de la production instantanée, cette situation peut conduire à des variations rapides et de grande amplitude de la puissance injectée sur le réseau (voir graphique ci-dessous), qui peuvent mettre en danger la stabilité du système électrique s'il ne dispose pas de suffisamment de réserves rapides pour les compenser. En outre, le système est beaucoup plus complexe qu'auparavant, avec un nombre d'acteurs qui a explosé, très faiblement coordonnés alors que sont impliquées des milliers de sources de production aléatoires.

(1) Présentation de l'ENTSO-E à France Stratégie le 16 septembre 2013.

Intégration d'énergie intermittente au système électrique : situations typiques auxquelles le système doit faire face



Source : opérateur 50 Hertz sur des données concernant le nord de l'Allemagne en octobre 2010

Les quatre grands types de situations auquel le système électrique doit faire face en présence d'énergie intermittente et aléatoire sont (exemple de l'éolien) :

1. écart à la prévision (le vent arrive avec un peu d'avance ou de retard) : besoins de réserve rapide ;
2. absence de vent : besoins de *back-up* pour assurer le complément de production ;
3. variation rapide et brutale de la production éolienne : besoins de flexibilité ;
4. surproduction éolienne en raison d'une demande insuffisante : nécessité de pouvoir interrompre la production éolienne (« *curtailment* »).

Pour l'instant, la demande est considérée comme rigide et pratiquement inélastique, au moins à court terme, et ce sont aux moyens de production de s'adapter en toutes circonstances selon un modèle hiérarchisé et descendant. L'ajustement est encore assuré essentiellement par les moyens de production centralisés, les centrales hydrauliques et thermiques bien sûr, mais également les centrales nucléaires qui, en France, sont suffisamment flexibles. Les opérateurs ont réussi jusqu'à aujourd'hui à faire fonctionner le système et sont confiants dans sa capacité technique à continuer d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

Certains, à l'instar de RTE, précisent toutefois que les solutions techniques existant, tout est question de financement. Une étude de l'institut Agora Energiewende¹ a par exemple établi que tant que la part des énergies renouvelables ne dépasse pas 60 % du mix électrique, le développement du stockage d'électricité n'est pas une condition préalable à la poursuite des installations éoliennes et photovoltaïques, à condition de déconnecter certaines d'entre elles du réseau lors des pics de production. Ce chiffre est extrêmement élevé (il correspond à une puissance éolienne et solaire PV de plus de 200 GW, soit quatre fois la puissance moyenne appelée en Allemagne). Les résultats de cette étude ont d'ailleurs été contestés par la DENA².

En théorie, se passer de stockage est faisable car il est toujours possible soit d'augmenter les ressources de flexibilité pour faire ce qu'on appelle le suivi de charge, soit d'investir dans des centrales de semi-base pour assurer le *back-up*, soit encore de déconnecter les EnR du réseau quand la production dépasse la demande (« *curtailment* »), ce qui arrive de plus en plus fréquemment en Allemagne. Tout cela a un coût, sûrement élevé et délicat à déterminer (il est obtenu en théorie en comparant les coûts de gestion du système avec et sans énergies intermittentes), qui doit, comme toute externalité, être imputé aux responsables des déséquilibres.

4. L'évolution du rôle des réseaux électriques

Au sein d'une zone de consommation, le réseau remplit une première fonction qui est de relier les consommateurs aux producteurs afin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Toutes les zones du territoire n'étant pas autonomes électriquement, le réseau assure surtout une deuxième fonction qui est de relier les zones de consommation et de permettre ainsi aux zones excédentaires d'alimenter les zones déficitaires. Cet équilibrage inter-régional se fait par le réseau à très haute tension (THT, 225 kV et 400 kV) qui a été conçu en fonction de la répartition géographique actuelle des moyens de production et des principaux points de consommation. Les choix d'investissement dans une ligne retiennent comme critère l'économie globale réalisée sur les coûts de production. Dans le cas des interconnexions, l'intérêt de construire une ligne se mesure en fonction de l'écart entre les prix de marché d'un côté et de l'autre de la frontière.

(1) Agora Energiewende (2014), *Stromspeicher in der Energiewende*, septembre.

(2) DENA : Deutsche Energie Agentur, équivalent de l'ADEME.

En Allemagne, la difficulté à construire de nouvelles lignes à haute tension entre le nord et le sud du pays est au cœur du débat politique

L'Allemagne, jusqu'à il y a encore cinq ans, ne connaissait quasiment pas de congestions, grâce à son réseau maillé et dense et grâce à une relative proximité des centrales de production avec les centres de consommation.

Cette situation a changé radicalement dans le cadre de l'*Energiewende*, avec l'arrêt des tranches nucléaires (sources de production centralisées) et le développement d'EnR intermittentes en forte quantité. L'Allemagne fait actuellement face à divers problèmes dans la gestion de son système électrique : difficulté d'évacuation des surpuissances au nord du pays, là où sont majoritairement développées les éoliennes, manque de capacités au sud où sont installées les industries fortement consommatrices, problèmes techniques de maintien de la stabilité du réseau à court et très court terme (les volumes échangés sur le marché infra-journalier ont été multipliés par dix en cinq ans) et surtout difficultés à raccorder ces deux régions entre elles par des lignes THT en raison de l'opposition des populations à leur passage.

En cas de congestion sur les lignes approvisionnant en particulier la Bavière, les gestionnaires de réseau doivent procéder à des « *redispatching* » de centrales, c'est-à-dire démarrer des centrales au sud plus chères que celles du nord. Les surcoûts se chiffraient à 115 millions d'euros en 2013 et les prévisions pour 2014 sont supérieures. Le gouvernement fédéral menace de créer une zone (le sud de l'Allemagne) avec des prix supérieurs si les lignes ne devaient pas se construire¹, ce qui remettrait en cause l'existence d'un marché unique en Allemagne même.

Les interconnexions sont également beaucoup plus sollicitées, avec la Suisse et l'Autriche en particulier, deux pays dotés de capacités de stockage hydraulique importantes, ce qui pousse l'Allemagne à demander un renforcement des réseaux au niveau européen.

À l'avenir, les fonctionnalités du réseau sont amenées à évoluer pour permettre l'intégration des EnR sous l'influence de deux contraintes :

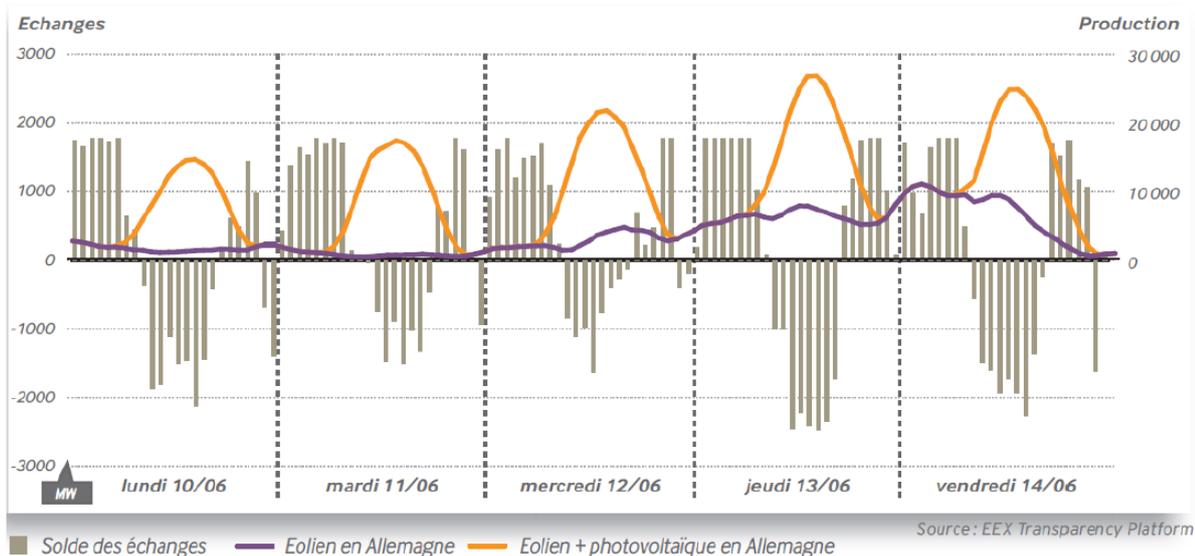
- les moyens de production éoliens et solaires sont *a priori* situés dans les zones ventées et ensoleillées qui sont en France plutôt éloignées des lieux de consommation (c'est souvent le cas en Europe, l'Allemagne étant emblématique, avec son déséquilibre Nord-Sud) ;

(1) « Streit ums Energienetz: Süddeutschland muss höhere Strompreise fürchten », *Der Spiegel*, 5 mars 2015.

- ces moyens ne produisant que de manière intermittente, le ratio de la puissance de ces installations à l'énergie qu'elles délivrent est élevé¹, impliquant un besoin de renforcement des réseaux qui sont dimensionnés à la pointe.

Le développement d'un réseau transeuropéen joue également un rôle majeur en matière de sûreté du système électrique en permettant la mutualisation et l'optimisation des capacités de production des pays et en tirant avantage du « foisonnement » de ces moyens à une échelle géographique plus large. Le graphique ci-dessous représente les échanges sur la frontière franco-allemande. On note qu'ils peuvent s'inverser deux fois par jour : en gros, lorsque le vent et/ou le soleil est abondant outre-Rhin, la France importe de l'énergie à coût marginal très bas et la nuit elle exporte de l'électricité à meilleur prix que les centrales fossiles allemandes. Les interconnexions, qui étaient à l'origine conçues pour faire transiter des blocs d'énergie sur des durées plus ou moins longues (certaines sont même saturées dans un sens pendant une grande partie de l'année) voient ainsi leur rôle évoluer, en permettant la « respiration » du système avec des variations quotidiennes du sens des flux de courant (la somme des flux relatifs peut être proche de zéro).

Évolution comparée du solde des échanges sur la frontière franco-allemande et de la production éolienne et photovoltaïque en Allemagne



Source : RTE - Bilan électrique 2013

On notera que cette évolution du rôle des réseaux est implicitement reconnue par l'ENTSO-E déjà citée. Dans son plan de développement à dix ans (104 milliards d'euros),

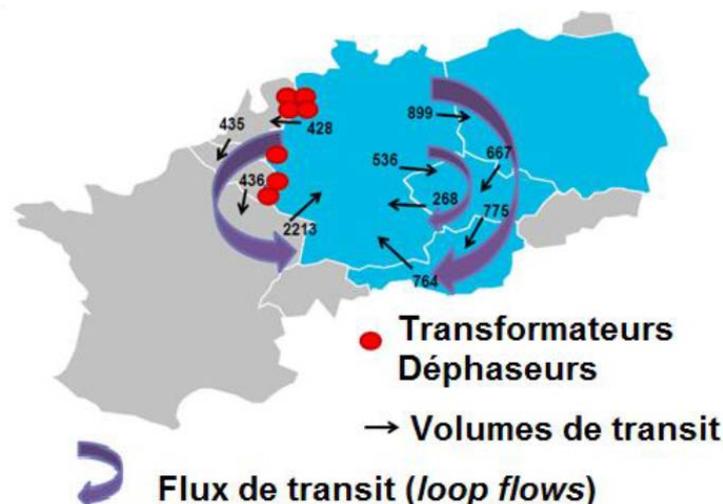
(1) Pour une éolienne, le ratio est compris entre 3 et 4, pour une installation solaire il est de 6 environ, alors que pour une installation de base il est de 1,2 environ.

celle-ci évalue à 80 % la part des travaux d'extension et de renforcement des réseaux de transport européens nécessités par le développement de l'électricité d'origine renouvelable.

L'apparition de flux de transit (« *loop flows* ») comme ceux engendrés par l'implantation massive d'éoliennes dans le nord de l'Allemagne et le retard pris dans la construction de lignes à haute tension vers le sud saturent parfois les réseaux des pays voisins en les fragilisant (voir figure ci-dessous). Ces pays ne sont par ailleurs pas rémunérés pour le service qu'ils rendent à l'Allemagne, le solde des transits étant nul à leurs frontières¹. Pour éviter les risques de *blackout*, la République tchèque a ainsi averti qu'elle envisageait de pouvoir bloquer tout nouvel afflux d'électricité renouvelable susceptible de provoquer une panne sur son réseau grâce à la construction d'un transformateur déphaseur géant réglant la puissance entrante admissible, qui doit être mis en service d'ici 2017. La Pologne compte également installer de tels équipements à la frontière avec l'Allemagne.

La nécessité de déployer des moyens de protection tels que ces transformateurs-déphaseurs peut être prise comme la démonstration que la présence de lignes d'interconnexion n'a pas toujours un effet positif. Celles-ci ont des intérêts variés, ce qui montre, si c'était encore nécessaire, le besoin d'études technico-économiques appropriées dans chaque cas.

Flux de transit dans les pays voisins de l'Allemagne en 2011-2012 (MW)



Source : Bloomberg-BNEF

(1) Si l'Allemagne établissait deux zones de prix (voir encadré), ce ne serait plus le cas, puisque le pays traversé par le courant allemand le revendrait plus cher (au sud) qu'il ne l'achète (au nord).

RECOMMANDATIONS

L'intérêt économique des lignes d'interconnexion doit être évalué sur la base des services rendus au système électrique européen au sens large et en particulier en matière de sécurisation.

S'appuyer uniquement sur les prix de marché à court terme observés de chaque côté d'une frontière n'a aujourd'hui aucun sens, non seulement car ces signaux de prix n'ont pas de réalité économique (comme dans le cadre des investissements de production), mais aussi car les critères de sécurisation du système doivent être intégrés aux évaluations.

Plus généralement, le développement de moyens de production, en particulier des EnR intermittentes, doit intégrer les contraintes géographiques afin de minimiser les coûts globaux du système électrique (production + réseau).

5. Une participation des énergies renouvelables à certains services-système est indispensable

Aujourd'hui, les EnR sous obligation d'achat sont encore uniquement rémunérées sur la base des kWh qu'elles délivrent sur le réseau. Ce système s'expliquait par la volonté de développer des énergies nouvelles dans une phase de lancement, en tout état de cause lorsque les quantités en jeu revêtaient un caractère marginal ne modifiant pas les grands équilibres du système électrique. Certaines de ces énergies ont aujourd'hui acquis une maturité qui peut se mesurer à l'aune des quantités présentes sur le réseau (plus de 12 % en Allemagne, plus de 20 % en Espagne, plus de 5 % dans de nombreux autres pays) et ne justifie plus un tel mode de soutien.

Comme le montre le schéma sur l'intégration d'énergie intermittente (cf. *supra*), un des impacts est dû aux écarts associés à l'imprévisibilité des EnR, c'est-à-dire la différence entre la meilleure prévision de production disponible et la production effectivement réalisée. Aujourd'hui, les besoins de réserve sont encore dimensionnés par rapport aux autres aléas que peut subir le système électrique (perte d'un groupe de production, d'un ouvrage de transport ou prévision de demande qui se révèle erronée suite à une évolution de la météo), alors que l'aléa « EnR » est en passe de devenir plus important. Les surcoûts actuels sont estimés entre 20 à 30 M€/an¹ et supportés par l'acheteur obligé, EDF, mais ils devraient croître rapidement et de manière non linéaire au fur et à mesure que la proportion d'EnR augmentera dans le mix.

(1) Source : Commission de régulation de l'énergie.

Les EnR sous obligation d'achat ne sont pas soumises à l'obligation de fourniture de réserve à RTE au titre des services-système (réglage fréquence-puissance et réserve tertiaire). *A minima*, elles devraient être en mesure de fournir des capacités en réserve primaire et de participer aux offres d'ajustement à la baisse.

Dans certains États membres, les EnR ont priorité d'injection sur le réseau. Cette priorité devrait être « naturelle » car leur coût marginal est nul, et elles se placent en haut du « *merit order* ». Néanmoins, dans certains cas il s'avère anti-économique de prendre l'énergie de ces installations, même si elle a un coût nul, car cela oblige à en arrêter d'autres (en général des centrales fossiles conventionnelles) pour des périodes assez courtes, avec des coûts d'arrêts-redémarrages élevés. Ces situations sont à l'origine des emblématiques prix négatifs, indiquant que ces producteurs sont prêts à payer pendant ces périodes plutôt que d'arrêter leurs installations. La théorie économique signale que les EnR ne devraient pas délivrer leur énergie pendant ces périodes, leur coût marginal étant supérieur au prix de marché.

L'obligation de maintenir en permanence la qualité (de l'onde) de la tension¹ relève de la responsabilité des gestionnaires de réseaux de distribution. La plupart des installations EnR sont raccordées aux réseaux publics de distribution et ont aujourd'hui la capacité technique de participer au réglage de la tension, notamment en fournissant ou en absorbant de l'énergie réactive². La Commission de régulation de l'énergie estime que cette capacité est aujourd'hui peu exploitée, alors que son utilisation permettrait de diminuer significativement les dépenses d'investissement (renforcement des réseaux, moyens de compensations de réactif, etc.) et de fonctionnement (pertes) des réseaux de distribution. La réglementation doit être revue afin que les producteurs décentralisés participent effectivement à ces réglages. Ces derniers seraient également bénéficiaires des économies réalisées en tant que principaux contributeurs aux coûts de raccordement.

Le consensus s'est établi depuis quelque temps déjà pour faire évoluer le mode d'intégration des EnR au réseau. Il est notamment prévu dans les lignes directrices de la Commission européenne d'avril 2014 qu'après 2020 les exemptions des responsabilités en matière d'équilibrage devraient être supprimées de manière dégressive. Ce principe doit entrer en vigueur dans les meilleurs délais, si possible avant 2020.

(1) Une onde parfaite aurait la forme d'une sinusoïde. Dans la réalité, elle est perturbée par diverses harmoniques qui se superposent, des microcoupures, des variations de sa fréquence et de valeur maximale.

(2) Il existe toujours un déphasage entre les ondes de tension et d'intensité qui sont à l'origine de l'apparition de puissance réactive. Celle-ci est la partie imaginaire de la puissance apparente complexe. Elle peut être soit « produite » (circuit capacitif) soit « consommée » (circuit inductif) par les différents éléments des circuits. Même si elle est imaginaire, la puissance réactive a une signification physique réelle et sa valeur est essentielle au dimensionnement et à la stabilité des réseaux électriques. En jouant sur ce déphasage (grâce à des condensateurs par exemple), il est possible de modifier la tension pour la rétablir à une valeur nominale (220 V chez le client domestique final) à certains endroits du réseau (généralement en « bout de ligne »).

RECOMMANDATIONS

La priorité d'injection sur le réseau doit être abolie car elle est à l'origine des prix négatifs sur les marchés, devenus emblématiques d'un certain dysfonctionnement. L'injection sur le réseau de production des EnR devrait être prohibée pendant ces périodes, ou lorsqu'elle engendre des congestions sur le réseau. Continuer à rémunérer les producteurs d'EnR pendant ces périodes est anti-économique et mérite d'être reconsidéré.

Les producteurs d'EnR doivent être incités à prévoir leur production par un mécanisme les obligeant à assurer des charges similaires à celles d'un responsable d'équilibre. Les orientations-cadre de l'ACER sur l'ajustement en électricité vont dans ce sens¹.

Les EnR doivent rapidement être en mesure de fournir certains services-système comme la réserve primaire et de participer aux offres d'ajustement à la baisse.

Les installations de production d'EnR décentralisées doivent contribuer au maintien de la qualité du courant en étant capables d'agir sur l'énergie réactive.

6. L'apport de la gestion de la demande

Être moins dépendant d'une ressource est un excellent moyen d'accroître la sécurité d'approvisionnement et cela passe par un bon contrôle de la demande. S'agissant d'électricité, la gestion de cette demande doit être effective à toutes les échelles de temps : comme il existe des moyens de production de base, de pointe ou assurant la flexibilité du système, on peut agir dans la durée ou assurer une action sur la consommation instantanée et ponctuelle.

La gestion à long terme : maîtrise de la demande électrique (MDE) et efficacité énergétique

À long terme, afin de diminuer la demande globale, les politiques d'efficacité énergétique qui conduisent à remplacer, chaque fois que c'est rentable, des dépenses énergétiques par des investissements dans des équipements efficaces sont à poursuivre, voire à renforcer. Cette question étant largement abordée par ailleurs, il n'y sera pas fait référence plus longuement.

Toutefois, la maîtrise de la demande d'électricité présente quelques spécificités qu'il convient de relever. C'est un vecteur énergétique qui peut se substituer à toutes les

(1) ACER : Agence de coopération des régulateurs de l'énergie. Rapport sur les mécanismes de capacité et le marché intérieur, 2013.

autres énergies et la sécurité d'approvisionnement doit s'évaluer au sens large, en intégrant les énergies primaires. Cela peut amener, également pour des raisons de lutte contre le changement climatique, à renforcer l'électrification de l'économie en ciblant en priorité les économies sur les énergies fossiles et importées.

Le tarif joue un rôle de première importance sur le long terme, car c'est un des principaux critères de choix des équipements. La réglementation doit intervenir quand il est inopérant (en général pour des raisons d'asymétrie d'information).

RECOMMANDATIONS

La maîtrise de la demande en électricité (MDE) renforce l'indépendance énergétique à long terme et doit être mise en œuvre, entre autres :

- a) en fonction de critères de rentabilité économique ;**
- b) afin de diminuer les énergies importées ;**
- c) afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre.**

Le tarif joue un rôle primordial et doit refléter au mieux les coûts de production, en niveau mais aussi en structure autant que possible. Ses évolutions doivent être lentes et prévisibles, de manière à permettre aux consommateurs domestiques et industriels de s'y adapter, les premiers en modifiant leurs comportements et leurs usages, les seconds en anticipant leurs investissements dans des équipements ou des procédés efficaces énergétiquement.

La gestion à très court terme : les effacements et le « demand response »

À très court terme, la demande reste assez largement rigide et n'est pas en mesure, par exemple, de répondre à un signal tarifaire en temps réel. Les réseaux intelligents (*smart grids*) seront les outils qui, en transmettant ces signaux aux consommateurs, permettront de modifier leurs comportements. Ces signaux seront transmis aux divers équipements de la maison, en particulier les plus consommateurs (usages thermiques en priorité), afin d'en assurer un pilotage économiquement optimal. Pouvoir effacer la consommation de certains appareils pendant quelques heures permet d'économiser des investissements en moyens de pointe, et ces « capacités d'effacement » sont comptabilisées comme telles dans la plupart des mécanismes de capacité (en particulier dans la loi française dite « NOME »¹).

Des interruptions très ponctuelles (quelques secondes, minutes ou dizaines de minutes) pourront également être déclenchées par les gestionnaires de réseau en cas d'urgence (*demand response*). Ce type d'intervention aura la vocation naturelle d'être relié au

(1) Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

mécanisme de réserve (secondaire ou tertiaire) qui n'est que très partiellement pris en charge par le marché.

Il convient de noter que la flexibilité attendue doit jouer dans les deux sens : lors des périodes de prix de marché très bas, *a fortiori* négatifs, il peut être intéressant de pousser les utilisateurs à consommer. Économiser l'électricité en toute circonstance n'a pas beaucoup de sens, car on n'économise que ce qui est rare (et cher !), alors que ponctuellement l'électricité peut être surabondante pour les raisons largement développées ci-dessus.

L'autre vecteur de flexibilité qu'est le stockage d'électricité reste également très cher et les réflexions sur son intégration dans le marché ne sont donc pas très avancées. Économiquement, la gestion du stockage s'apparente à la gestion de la demande : il existe des technologies de stockage pertinentes pour chaque échelle de temps, des supercapacités ou volants à inertie pour la gestion en temps réel aux grands barrages hydrauliques pour la gestion à long terme.

Mais si les *smart grids* font beaucoup parler d'eux depuis quelques années, ils progressent lentement à la fois pour des raisons techniques (les protocoles de communication ne sont pas stabilisés et encore moins standardisés), économiques (le retour sur investissement n'est pas toujours garanti, ce qui explique que plusieurs États membres aient renoncé au déploiement généralisé des compteurs intelligents) et institutionnelles (ils transformeront la chaîne de valeur en profondeur).

RECOMMANDATION

Le développement des EnR doit tenir compte de la capacité du système électrique à les intégrer.

En particulier, aux quantités déployées doivent pouvoir être associés des outils de flexibilité existants ou sur le point d'exister.

Conclusion

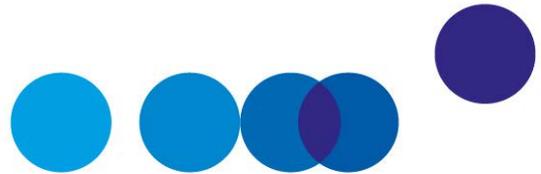
Pour garantir la sécurité d'approvisionnement, l'équilibre du système électrique doit être assuré à toutes les échelles de temps, aussi bien dans la milliseconde que pour plusieurs années. Le développement de quantités importantes d'EnR, principalement intermittentes, fragilise le système électrique européen :

- à long terme, car les conditions favorables à l'investissement ne sont plus réunies ;
- à très court terme, car les risques de *blackout* augmentent face aux aléas plus nombreux et à la difficulté accrue d'effectuer le suivi de charge.

Des mécanismes de capacités de natures différentes sont mis en place dans divers États membres, souvent inconciliables car ils sont conçus à chaque fois pour répondre à un certain type de problèmes. Il apparaîtrait judicieux que les Européens s'accordent sur une définition de la sécurité d'approvisionnement et du niveau de défaillance admissible par les consommateurs (même si ce niveau peut varier selon les États, chaque économie ayant ses caractéristiques propres).

Les États membres conservant leur souveraineté sur le mix énergétique en vertu du principe de subsidiarité énoncé dans le traité de Lisbonne, il conviendrait également qu'*a minima* ils soient tenus d'informer les autres États membres de leurs grandes décisions d'investissement (ou de déclassement) ayant un impact sur l'équilibre du système électrique européen dans son ensemble.

La gestion du système en temps réel est celle qui va poser rapidement le plus de problèmes si la proportion d'EnR intermittentes et aléatoires continue de s'accroître à un rythme soutenu. Les moyens de flexibilité tels que les *smart grids* (dans la composante gestion de la demande) et le stockage n'ont pas encore atteint la maturité économique suffisante pour être largement déployés, ce dont il conviendrait de tenir compte pour fixer les objectifs à atteindre en matière d'EnR.



LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ DE L'UNION EUROPÉENNE REMISE EN QUESTION

*Dominique Auverlot*¹

Depuis la fin de l'année 2013, le conflit entre la Russie et l'Ukraine a remis la sécurité d'approvisionnement en gaz au premier rang des priorités de la politique énergétique européenne.

Ce constat peut sembler quelque peu paradoxal. Après tout, la demande européenne a ralenti durant la crise et, avec l'exploitation des gaz non conventionnels, jamais le gaz n'a été aussi abondant et diversement réparti sur la planète². Lors de son déplacement à Bruxelles au mois de mars 2014, le président américain a souligné que les États-Unis avaient d'ores et déjà accordé des licences d'exportation de gaz³ – en particulier de gaz de schiste – pour des quantités proches du volume consommé par l'Union européenne (UE) toute entière⁴. Enfin, une partie du charbon inutilisé aux États-Unis traverse l'Atlantique⁵ et se substitue au gaz, au point de devenir son principal concurrent dans la production d'électricité.

(1) Chef du département Développement durable, France Stratégie.

(2) Même si le marché du GNL, qui est avec les stockages et les interconnexions gazières l'un des trois piliers de la robustesse du système gazier français, reste toujours aussi tendu.

(3) Précisons que ces licences ont été émises pour le marché libre et devraient être utilisées plutôt par l'Asie ou l'Amérique du Sud que par l'Europe.

(4) À mi-août 2014, les autorisations d'exportation s'élèvent à 260 Mt/an vers les pays ayant des accords de libre-échange avec les États-Unis et à 69 Mt/an vers les pays qui n'en ont pas (cf. *Panorama énergies-climat*, édition 2014, ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie ; www.developpement-durable.gouv.fr) pour une consommation gazière de l'UE-28 estimée à 386 Mt en 2013, selon Eurogas. Ces livraisons sont d'abord destinées à l'Amérique du Sud ou à l'Asie, elles génèrent cependant des quantités disponibles sur le marché mondial.

(5) « The European Union imported 472 mt of US coal in 2013, up from a mere 13.6 mt in 2003. The UK alone increased its coal imports from the United States by ten-fold in that time frame. Germany raised its imports of US coal a good bit, too – from 1 mt in 2003 to over 15 mt in 2013 », www.wallstreetdaily.com/2014/05/16/u-s-coal/.

L'inquiétude provient aujourd'hui de la relation avec la Russie ou plutôt de la crainte que l'approvisionnement de gaz en provenance de Russie ne s'arrête. Fin octobre 2014, suite à la signature de l'accord tripartite entre la Commission européenne, Gazprom et NAK (Naftogaz of Ukraine) comportant un volet d'aides européennes et internationales à hauteur de 4,6 milliards de dollars, la Russie a repris ses livraisons vers l'Ukraine. En février 2015, l'accord de Minsk 2 a conduit à un cessez-le-feu et à l'instauration d'une zone démilitarisée en Ukraine. La situation pouvait alors sembler en voie d'apaisement. Ce retour à la normale était d'autant plus crédible que la relation entre l'Union européenne et la Russie n'est pas une relation de dépendance mais plutôt d'interdépendance : le poids dans l'économie russe des exportations de gaz est tel que la Russie ne peut suspendre très longtemps ses exportations.

Le rétablissement de la paix est pourtant fragile. L'accord russo-ukrainien sur la fourniture de gaz n'est que provisoire et doit donner lieu à de nouvelles négociations. Malgré l'aide du FMI, la situation financière de l'Ukraine reste très difficile. L'économie russe chancelle en partie en raison des sanctions occidentales mais aussi de la baisse du cours du pétrole. Enfin, les relations internationales de la Russie avec l'Union européenne (et avec les États-Unis) en sont profondément affectées¹.

Dans le domaine du gaz, la première conséquence tangible de ce conflit pour l'Union européenne a été l'abandon début décembre 2014 de la construction du gazoduc *South Stream* par la Russie. Celle-ci déclare vouloir construire un ouvrage à destination de la Turquie – désormais le deuxième plus gros client de Gazprom après l'Allemagne – et de la Grèce, conformément aux annonces de juin 2015. Cette annonce a été très mal perçue par certains pays de l'est de l'UE (Tchéquie, Serbie, notamment) qui la considèrent comme une remise en cause de leur sécurité d'approvisionnement. Plus inquiétant, en janvier 2015, la compagnie Gazprom a prévenu le nouveau commissaire européen à l'énergie, Maroš Šefčovič, qu'elle livrerait à l'avenir leur gaz aux Européens par l'intermédiaire de la Turquie au lieu de l'Ukraine et qu'il leur appartenait de prévoir la construction des infrastructures nécessaires. S'il est difficile de croire que la Russie arrête ses ventes vers l'UE en raison de l'absence d'un nouveau gazoduc, ce changement de ton de la part de Gazprom, qui n'hésite pas à mettre en doute la fiabilité de ses livraisons, marque une détérioration des relations russo-européennes. L'accord signé en juin 2015 entre Gazprom, Shell, E.ON et OMV pour la construction d'un second *Nord Stream*, qui viendrait compenser le déclin plus rapide que prévu de la production

(1) Fin septembre, le président américain indique que l'agression de l'Ukraine constitue l'une des trois plus grandes menaces à l'ordre international avec le virus Ebola et le groupe État islamique (EIS). Dans son discours de Sochi du 24 octobre 2014, le président Poutine évoque de son côté le nouvel ordre mondial dans lequel les « soi-disant vainqueurs » de la Guerre froide interprètent le droit international en fonction de leurs intérêts. Fin novembre, la chancelière allemande soulignait pour sa part que la menace russe ne concernait « pas uniquement l'Ukraine mais aussi la Géorgie et la Moldavie et [qu']à ce rythme, la Serbie et les États des Balkans de l'Ouest seront aussi concernés ».

européenne (en particulier de Groningen), démontre cependant la capacité des sociétés gazières à s'entendre dans ce contexte.

Depuis le début du conflit ukrainien, la confiance dans le partenaire russe s'est fortement érodée. Le dossier de la sécurité de l'approvisionnement en gaz de l'Union européenne devrait donc rester une priorité forte de la nouvelle Commission.

Des travaux importants ont déjà été réalisés en ce sens : à partir du mois de juin 2014, la Commission en liaison avec les États membres a réalisé des « stress tests virtuels » pour mesurer les conséquences d'une rupture des approvisionnements en provenance de Russie pendant six mois (automne et hiver 2014-2015), soit partielle (correspondant aux flux transitant par l'Ukraine), soit totale. En l'absence d'approche coopérative et de mesures nationales supplémentaires, un manque de gaz de plus de 40 % devrait apparaître dans les deux cas à la fin de l'hiver pour les pays du sud-est de l'Union européenne, et, à un degré moindre, pour l'ensemble des pays de l'est de l'UE en cas de rupture totale d'approvisionnement. En revanche, l'adoption de mesures nationales et une approche coopérative, s'appuyant d'abord sur le marché, devraient réduire significativement l'impact d'une telle rupture d'approvisionnement.

Au vu des recommandations de cette étude menée par la Commission européenne, le Conseil européen d'octobre 2014 a adopté un certain nombre de mesures destinées à renforcer la sécurité gazière de l'UE¹. Ces mesures doivent être mises en œuvre en particulier dans un contexte d'interrogation sur les intentions du partenaire russe. Le Conseil a en outre pris la décision de traiter de nouveau la question de la sécurité énergétique en 2015 afin d'évaluer les progrès réalisés. Plusieurs points pourraient être abordés à cette occasion :

- réaffirmer l'existence d'un principe de solidarité entre les États membres ;
- remédier à la dissymétrie de négociation entre les sociétés gazières des pays de l'est de l'Union européenne et Gazprom ;
- reconstruire un partenariat de long terme entre l'UE et la Russie dans le domaine de l'énergie ;
- rebâtir un climat de confiance entre Gazprom et la Commission ;
- poursuivre et amplifier les actions classiques de renforcement de la sécurité d'approvisionnement : diversification, renforcement des connexions et des stockages, meilleure efficacité énergétique ;

(1) Le Conseil européen insiste en particulier sur les actions d'efficacité énergétique, sur la diversification des sources d'approvisionnement, ainsi que sur la possibilité d'accroître la sécurité énergétique grâce au recours à des sources d'énergie autochtones et à des technologies sûres et durables à faibles émissions de CO₂ ; www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/fr/ec/145423.pdf.

- améliorer la sécurité énergétique sans pour autant obérer la lutte contre le changement climatique.

L'Union européenne et la Russie ont de fortes raisons de coopérer en bonne entente : l'UE a besoin du gaz russe et la Russie des devises européennes. C'est ce lien particulier que le nouveau commissaire européen à l'énergie devra tenter de préserver, dans le contexte plus général et incertain de l'évolution des relations russo-européennes.

1. Réaffirmer l'existence d'un principe de solidarité entre les États membres

Si l'Union européenne n'est dépendante du gaz russe que pour le quart de sa consommation (27 % en 2013¹), six États membres – Bulgarie, Estonie, Finlande, Lettonie, Lituanie et Slovaquie – en sont entièrement dépendants (et n'ont pas véritablement cherché à diversifier leurs sources d'énergie depuis 2009 compte tenu du prix attractif du gaz en provenance de Russie).

De plus, les pays qui ont le plus souffert d'une rupture d'approvisionnement en janvier 2009, les pays de l'est de l'Europe, craignent aujourd'hui la répétition de ce phénomène, tandis que les pays de l'ouest, la France notamment, moins dépendants, considèrent cette menace avec beaucoup plus de sérénité tout en restant vigilants sur la potentielle flambée des prix. Les *stress tests* montrent d'ailleurs que les pays de l'est de l'Europe ont beaucoup plus à craindre d'une rupture des approvisionnements russes que les pays de l'ouest. Il apparaît ainsi une fracture géopolitique au sein même de l'Union européenne entre les pays proches de la Russie qui veulent sortir de leur dépendance quasi totale au gaz russe et les pays plus éloignés (Allemagne, Italie notamment, France dans une moindre mesure) qui n'hésitent pas, au contraire, à monter des partenariats de long terme avec ce pays.

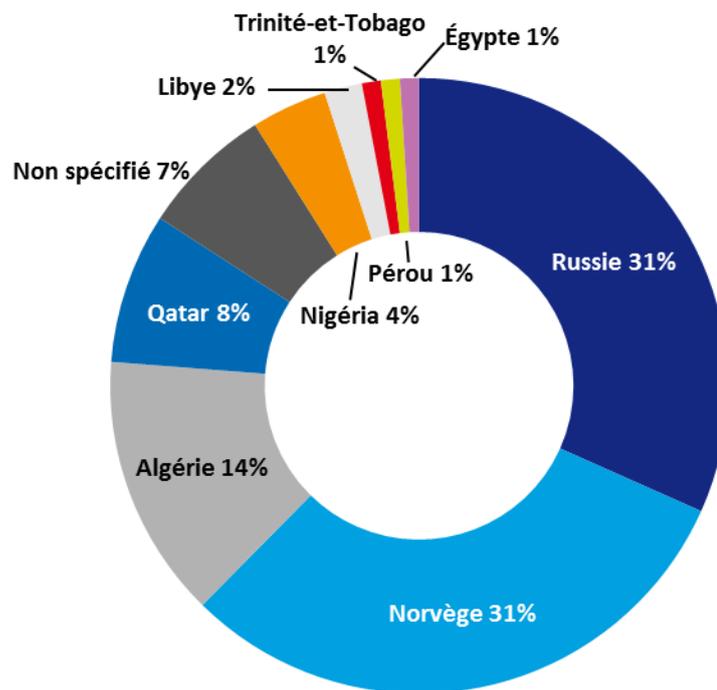
Cette division est avivée par le fait que le tracé des nouveaux gazoducs réalisés depuis quelques années contourne les pays les plus proches de la Russie : le *Nord Stream* évite la Pologne, la Biélorussie, les pays baltes et l'Ukraine. Cette fracture ressort également du résultat des *stress tests*. Très bien connectés avec le réseau de gaz russe, ces pays n'ont pas de problème d'approvisionnement. En revanche, ils sont très dépendants de la politique commerciale de Gazprom qui est leur fournisseur quasi exclusif.

(1) Avec des variations notables d'une année sur l'autre. Si l'on raisonne en part de gaz importé par l'UE, le gaz russe est passé de 45 % à moins de 30 % en 2012 et 40 % en 2013.

Les ordres de grandeur

En 2012, l'UE-28 a importé 65,8 % du gaz qu'elle a consommé. Ses principaux fournisseurs étaient la Russie (31 %), la Norvège (31 %) et l'Algérie (14 %).

Provenance du gaz importé par l'UE en 2012 (en énergie)

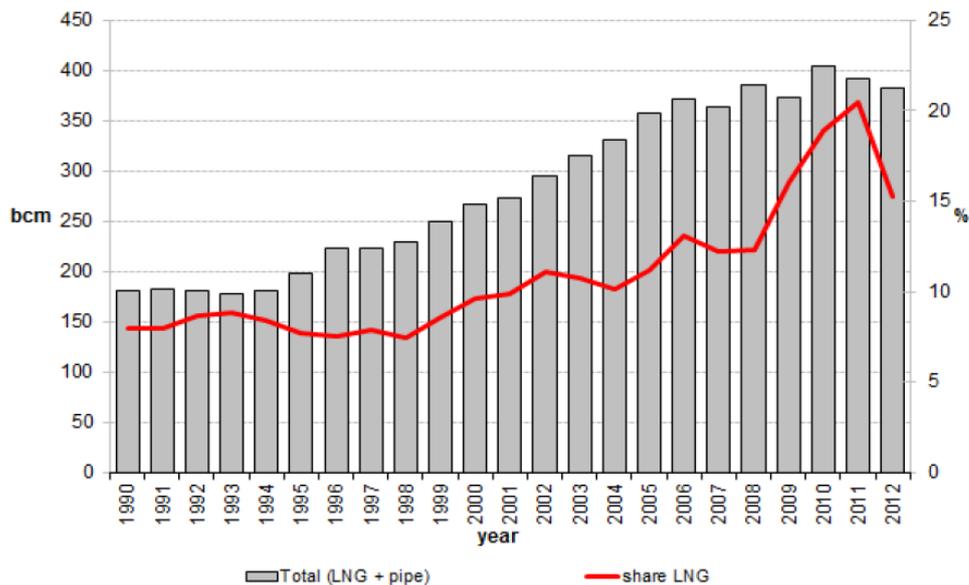


Source : Commission européenne (2014)¹

En 2012, et encore plus en 2013, les importations de GNL ont diminué en raison des prix attractifs en Asie et ont été compensés par du gaz en provenance de Russie. Ainsi, en 2013, les principaux fournisseurs de l'Union européenne étaient la Russie (39 %), la Norvège (34 %), la Lybie (13 %) et le Qatar (7 %).

(1) Commission européenne (2014), « In-depth study of European Energy Security », Commission Staff Working Document accompanying the Communication from the Commission to the Council and the European Parliament: European Energy Security Strategy, COM(2014) 330 final, juillet.

Importations de gaz de l'Union européenne



Source : Commission européenne (2014)¹

La construction, soutenue par la Commission, de terminaux GNL sur la Mer baltique dans les pays voisins que sont la Pologne, la Lituanie, la Lettonie et l'Estonie (sans parler de celui développé dans l'enclave de Kaliningrad) montre la volonté de diversification d'approvisionnement de ces pays.

Au-delà des mesures techniques envisagées par la Commission, il convient avant tout que l'Union européenne recrée de la confiance en son sein sur sa volonté et celle de l'ensemble des États membres de secourir les pays de l'est de l'UE-28 en cas de crise : même si ce concept était présent dans le règlement d'octobre 2010 sur la sécurité d'approvisionnement, la réaffirmation d'un principe fort de solidarité et d'aide à l'approvisionnement gazier en cas de coupure est une nécessité et un préalable au choix de la construction de nouveaux gazoducs.

Cette solidarité européenne doit naturellement s'exercer, mais de façon subsidiaire, une fois que l'État concerné aura, conformément à un principe de responsabilité bien compris, mis en œuvre les mesures prévues pour faire face à la défaillance d'un fournisseur. Chaque État membre doit ainsi publier ce qu'il a prévu de faire en cas de crise d'approvisionnement. Le règlement de 2010 sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel ne précise pas clairement les pouvoirs de la Commission européenne à l'égard des États membres qui souhaiteraient faire fi de la solidarité. Le Conseil européen a décidé en octobre dernier de le réviser. Ce point devra être précisé dans la nouvelle version du texte.

(1) Commission européenne (2014), *ibidem*.

RECOMMANDATION

La construction d'une politique énergétique européenne respectant la sécurité d'approvisionnement suppose que la Commission et l'ensemble des États membres réaffirment un principe de solidarité fondateur : dès lors qu'un État membre voit ses approvisionnements remis en question, les autres États doivent s'engager à lui venir en aide.

Cette idée est déjà présente dans le traité de Lisbonne (et rappelée dans le règlement sur la sécurité d'approvisionnement gazier d'octobre 2010) : les difficultés rencontrées par la Pologne et les pays baltes dans leur approvisionnement énergétique en provenance de Russie les avaient conduits à demander que les objectifs de la politique européenne de l'énergie soient assurés dans un esprit de solidarité entre les différents États membres.

L'Union européenne devra choisir d'appliquer ou non le principe de solidarité à l'Ukraine. Son application réduirait la probabilité de voir se renouveler des crises comme celle que nous connaissons actuellement ; elle donnerait en outre un signal positif aux Ukrainiens.

2. Remédier à la dissymétrie de négociation entre les sociétés gazières des pays de l'est de l'UE et Gazprom

Les négociations précédentes l'ont bien montré : si le lien entre l'UE-28 et la Russie correspond à une relation d'interdépendance et si les compagnies occidentales peuvent traiter d'égal à égal avec Gazprom, il n'en est pas de même des compagnies gazières présentes dans certains pays de l'est de l'UE qui dépendent pour une très large part de l'approvisionnement russe et qui sont dans une relation asymétrique avec Gazprom. La négociation avec la compagnie polonaise en 2009 en constitue une illustration : Gazprom peut chercher – assez logiquement – à imposer des contrats de long terme qui freinent la recherche d'alternatives dans le pays concerné, qu'il s'agisse de l'approvisionnement en GNL ou du développement des gaz non conventionnels. L'ensemble de ces pays se plaignent des prix pratiqués.

Deux solutions peuvent être envisagées : la première consiste pour une société gazière d'un de ces pays à se faire assister par le commissaire européen à l'énergie dans sa négociation contractuelle avec Gazprom, comme ce fut le cas pour la Pologne en 2009. Le Conseil européen en a approuvé le principe dans sa réunion d'octobre 2014. Toutefois, il faut tenir compte de la forte évolution de la situation dans ces pays ces dernières années avec l'ouverture des marchés à la concurrence : les États membres ne sont pas les principaux acteurs des contrats d'approvisionnement signés entre les compagnies et les producteurs, ni de leurs négociations. Autrement dit, la Commission et les États ne peuvent avoir qu'un rôle de conseil, mais en aucun cas un pouvoir

opérationnel direct dans les négociations conclues ou à venir avec les producteurs qui relèvent des seules prérogatives des compagnies gazières.

La seconde solution consiste à recourir à une centrale d'achat¹, autrement dit soit à un regroupement d'opérateurs gaziers qui vont négocier ensemble, soit à un acteur unique qui va négocier pour le compte de plusieurs opérateurs. Son avantage principal réside dans l'espoir d'une meilleure négociation avec Gazprom, ce qui permettrait de faire baisser le prix du gaz et de préserver la compétitivité et le pouvoir d'achat des pays concernés. C'est la solution retenue par Donald Tusk, à l'époque Premier ministre polonais, dans sa proposition d'avril 2014 : ainsi réunis, les acheteurs de gaz auraient plus de poids vis-à-vis de Gazprom que s'ils agissaient en ordre dispersé.

Deux éléments sont cependant à prendre en considération :

- une telle notion s'oppose, ainsi que le rappelle sans ambiguïté la DG Énergie, à la fois au traité de Lisbonne et au troisième paquet Énergie-Climat, voire aux règles de l'OMC, qui favorisent le développement de la concurrence et répriment les ententes. La condamnation en 2009 du groupement Megal², formé (en 1975 !) par E.ON et GDF pour construire un gazoduc, en est l'application la plus claire et dissuade tout nouvel opérateur de mettre en œuvre un tel montage à moins d'un accord explicite de la Commission, accord qui peut être néanmoins remis en cause par la Cour de justice de l'Union européenne ;
- plus fondamentalement, les contrats signés aujourd'hui par les grands opérateurs gaziers européens avec Gazprom ne se limitent pas toujours à l'achat de volumes de gaz et peuvent comprendre, par exemple, une participation au développement des gisements russes ou la vente de certaines technologies à la Russie. Dès lors, chaque contrat a ses spécificités et chaque grand opérateur gazier de l'UE a développé son propre partenariat avec Gazprom (parfois sur le long terme : vingt à trente ans). Un regroupement ou une négociation unique risquerait d'ignorer les besoins propres à chaque acheteur (flexibilité, conditions de livraison, etc.) contenues dans les différents contrats.

Obliger les opérateurs gaziers européens à se regrouper dans une centrale d'achat obligatoire serait dès lors contre-productif et potentiellement préjudiciable au bon fonctionnement du marché (cf. marché du pétrole). Néanmoins, dès lors que la Commission européenne aurait donné son feu vert, deux formules de centrales d'achat pourraient voir le jour :

(1) Pour une analyse détaillée de cette notion, voir Centre d'analyse stratégique (2010), *La sécurité gazière de l'Europe : de la dépendance à l'interdépendance*, rapport du groupe de travail présidé par Christian Stoffaës, mai, <http://archives.strategie.gouv.fr/content/rapport-la-securite-gaziere-de-l-europe-de-la-dependance-l-interdependance-0>.

(2) La condamnation porte toutefois plus sur le partage de marché entre les deux opérateurs que sur la partie de l'accord relative à la construction d'un nouveau gazoduc.

- permettre aux opérateurs gaziers de l'Est de l'Union européenne de se regrouper pour négocier avec Gazprom (ou un autre fournisseur) un contrat de fourniture de gaz en se faisant assister ou non de la Commission. Une variante consisterait à autoriser le rapprochement d'acteurs dont la part dans le marché gazier européen serait inférieure à une valeur donnée : cette formule, plus neutre, encouragerait davantage la concurrence ;
- ou permettre à un opérateur gazier d'un pays de l'est de l'UE de se rapprocher d'un opérateur gazier de l'ouest pour l'aider à négocier avec Gazprom : en pratique, cela conduirait à ce que les clauses contractuelles négociées avec Gazprom puissent s'appliquer aux deux opérateurs.

RECOMMANDATION

Tous les États membres s'accordent sur la nécessité de conforter les pays de l'est de l'Union européenne dans leur négociation avec Gazprom. Au-delà de la position du Conseil européen invitant les États et les entreprises concernées à se faire aider par la Commission dans leurs négociations contractuelles avec Gazprom, deux autres mesures sont possibles. La première serait de permettre aux pays de l'est de l'Union européenne, ou plutôt à leurs opérateurs gaziers, de se constituer en centrale d'achat vis-à-vis de Gazprom, sans les menacer d'amendes pour non-respect des règles de la concurrence ; la seconde serait de se rapprocher, au sein d'une centrale d'achat, d'un opérateur gazier d'un pays de l'ouest de l'UE. Une variante consisterait à autoriser le rapprochement d'acteurs dont la part dans le marché gazier européen serait inférieure à une valeur donnée. La création d'une centrale d'achat européenne obligatoire risquerait en revanche d'être contre-productive, voire dangereuse et préjudiciable au bon fonctionnement du marché. Mieux vaut laisser aux opérateurs privés le soin de s'unir, s'ils le souhaitent, plutôt que de leur imposer une structure (éventuellement publique) dont ils ne partageraient pas le besoin.

3. Reconstruire un partenariat de long terme entre l'UE et la Russie dans le domaine de l'énergie

S'engager dans un conflit de long terme avec son principal fournisseur n'est jamais bon. Le conflit armé dans l'est de l'Ukraine tend à faire passer au second plan les questions énergétiques (d'autant que l'Ukraine est toujours approvisionnée en électricité, en combustibles nucléaires, voire en gaz). Lorsque celui-ci sera terminé, il appartiendra au nouveau commissaire à l'énergie de reprendre avec la Russie le dialogue qui existait avant la crise, afin d'examiner notamment les perspectives d'évolution de la demande

gazière de l'UE-28 ainsi que celles de la production russe. Le sommet de Paris d'octobre 2000 avait permis de lancer un partenariat énergétique entre la Russie et l'Union européenne, dénommé à l'époque « Plan Prodi ». Même s'il n'a pu empêcher la crise de 2009 et le refus de la Russie de ratifier le traité relatif à la Charte de l'énergie, ce processus permet aux acteurs de dialoguer : une feuille de route de la coopération énergétique entre la Russie et l'UE a ainsi pu être établie et signée en mars 2013 par le commissaire européen à l'énergie et le ministre russe de l'énergie.

RECOMMANDATION

Il convient de rebâtir un partenariat énergétique de long terme entre l'Union européenne et la Russie. Le dialogue avec la Russie est aujourd'hui interrompu : il devra être relancé. Sa reprise ne peut naturellement être envisagée que dans la mesure où la paix est rétablie de manière durable dans l'est de l'Ukraine. À la Commission de mettre en place de tels partenariats avec les autres principaux fournisseurs de l'Union européenne.

4. Rebâtir un climat de confiance entre Gazprom et la Commission européenne

Une des principales tâches du nouveau commissaire à l'énergie sera de reconstruire une relation de confiance et de partenariat avec Gazprom. Sans évoquer la relation plus générale entre la Russie et l'Union européenne, le lien entre la Commission et Gazprom, un des principaux fournisseurs de gaz de l'UE, qui souligne qu'il a toujours assuré l'approvisionnement même pendant les pires moments de la guerre froide, est aujourd'hui distendu :

- sur demande de la Lituanie, la Commission européenne (DG Concurrence) a ouvert en septembre 2012 une enquête à l'encontre de Gazprom pour des pratiques anticoncurrentielles. Elle accuse la société de surfacturer ses clients basés en Europe de l'Est, d'empêcher l'émergence d'autres fournisseurs et de gêner la libre circulation de gaz à travers l'Union européenne¹. En s'opposant au développement d'un marché unique gazier entre les États membres et en gênant la diversification des fournitures de gaz, **Gazprom contreviendrait à l'article 102 de la convention sur le fonctionnement de l'Union européenne**. La Commission a lancé en ce sens le 22 avril 2015 une procédure pour entrave à la concurrence à l'encontre de Gazprom en faisant parvenir au groupe russe une « communication de griefs » : elle lui reproche notamment d'entraver la concurrence sur les marchés gaziers dans huit

(1) Source : www.euractiv.fr/sections/concurrence/lue-prete-accuser-gazprom-de-pratiques-anti-concurrentielles-308650.

États membres (Bulgarie, République tchèque, Estonie, Hongrie, Lettonie, Lituanie, Pologne et Slovaquie) ;

- début mai 2014, la Russie a déposé une requête pour avis auprès de l'OMC sur les pratiques discriminantes de la Commission à son égard : dans cette procédure, les deux parties ont soixante jours pour se mettre d'accord. En cas d'échec, le plaignant peut s'adresser à l'organe de règlement des conflits. Le point principal de la requête porte sur l'inégalité de traitement accordé aux différents gazoducs : le futur gazoduc baptisé TAP, qui permettra d'approvisionner l'UE à partir de l'Azerbaïdjan sans passer ni par la Russie ni par l'Ukraine, a reçu des dérogations lui permettant de fonctionner à pleine capacité, alors que le gazoduc possédé par Gazprom en Allemagne à l'aval du *Nord Stream* ne peut fonctionner (conformément à la directive régissant l'accès des tiers au réseau) qu'à 50 % de ses capacités au nom du principe de séparation entre les activités de production de gaz et la gestion des réseaux de transport de gaz.

Plus fondamentalement, Catherine Locatelli (chargée de recherche CNRS) insiste sur le fossé qui existe aujourd'hui entre le troisième paquet Énergie-Climat et le modèle Gazprom¹. En prenant l'initiative de ce texte, la Commission avait voulu poursuivre la libéralisation du secteur : la version initiale supprimait ainsi la possibilité pour une entreprise gazière d'être un opérateur intégré, autrement dit de pouvoir mener des activités de production ou de distribution tout en étant propriétaire du réseau de transport. Sur proposition de la France et de l'Allemagne, le texte final ne retient la notion de séparation patrimoniale que comme l'une des solutions que pourra choisir un État membre. Il prévoit également la possibilité pour une entreprise intégrée, si un pays en fait le choix, de conserver la propriété de son réseau de gaz à condition toutefois de déléguer sa gestion à un opérateur de système indépendant (ISO) pouvant prendre par exemple la forme d'une société anonyme, filiale de l'opérateur intégré, mais bénéficiant d'une gestion et d'un conseil d'administration séparés, afin de limiter clairement l'influence de la société mère. Par ailleurs, afin de faciliter l'émergence d'un marché unique de gaz sur l'ensemble de l'UE, ce même paquet prévoit le renforcement du rôle des régulateurs et l'accès obligatoire des tiers (en dehors du fournisseur et du consommateur) aux infrastructures de transport sous leur contrôle. Enfin, le paquet comporte une clause, souvent appelée « clause Gazprom » : pour empêcher qu'un producteur gazier extra-communautaire ne se transforme de fait en opérateur intégré et ne menace potentiellement la sécurité énergétique de l'Union européenne, cette clause limite la possibilité pour les entreprises énergétiques appartenant à des pays tiers d'acheter des réseaux de distribution.

(1) Locatelli C. (2013), « Les enjeux de sécurité dans la relation gazière UE-Russie », *Revue d'économie industrielle*, n° 143, p. 35-69, www.cairn.info/revue-d-economie-industrielle-2013-3-page-35.htm.

Malheureusement, ce paquet, aussi logique soit-il, va conduire à des incohérences avec le développement de Gazprom. Trois exemples, au cœur de l'enquête menée par la DG Concurrence et du recours déposé devant l'OMC, peuvent être cités :

- tandis que la Commission va vouloir limiter les contrats de long terme avec un producteur afin de permettre la diversification des sources d'approvisionnement et le développement des gaz non conventionnels, Gazprom va chercher à s'appuyer sur de tels contrats pour développer ses gisements, qui nécessitent des investissements très importants ;
- conscient de ses difficultés avec l'Ukraine et des risques de blocage de la fourniture de gaz qui en résultent, Gazprom a réalisé un gazoduc au nord de l'Europe, le *Nord Stream*, évitant l'Ukraine et permettant ainsi d'assurer une fourniture de gaz directe à l'Union européenne. Mais si le *Nord Stream* a reçu un statut de gazoduc intergouvernemental et peut donc bénéficier d'exemptions à la règle du troisième paquet (*l'unbundling* ne s'applique pas, de même que les règles d'accès aux tiers ainsi que la tarification), le gazoduc à l'aval du *Nord Stream*, appelé *Opal*, n'en bénéficie pas, ce qui condamne Gazprom à ne l'utiliser qu'à 50 % de ses capacités ! L'atterrage du projet de gazoduc *South Stream* qui permettait à la Russie d'approvisionner l'Union européenne en contournant l'Ukraine par le Sud n'en bénéficiait pas non plus. Dans le même temps, la Commission a cependant considéré que le projet de gazoduc, qui permet de fournir du gaz au sud de l'Europe en provenance d'Azerbaïdjan sans passer par la Russie, est un projet d'intérêts communs, diversifiant les sources d'approvisionnement de l'UE et non seulement les routes, et qu'il peut bénéficier de ces exemptions ;
- depuis des années, Gazprom a pris des participations dans diverses sociétés européennes (opérateurs de réseaux de transport ou de distribution, compagnies de distribution, etc.). Le troisième paquet remet en question cette stratégie. Ainsi, la Lituanie a opté au terme du troisième paquet pour la séparation patrimoniale entre producteurs et réseaux, Gazprom a donc été obligé de revendre les 37,1 % du capital qu'il détenait dans l'opérateur de distribution lituanien. Dans les pays qui choisissent de créer une entité indépendante, Gazprom ne sera plus en mesure de fixer le prix du transport.

Il convient en particulier que les opérateurs gaziers européens puissent s'engager sur des contrats de long terme avec l'opérateur russe. La fourniture à moyen terme de grandes quantités de gaz à destination de l'Union européenne nécessite de réaliser dès maintenant des investissements pour développer les gisements. Or ces investissements ne peuvent être engagés que dans le cadre de contrats à long terme afin de permettre à Gazprom de les amortir dans la durée et de rester ainsi compétitif. L'argument selon lequel une Union européenne hésitante va inciter les Russes à vendre leur gaz à la Chine ne peut être retenu : les gisements impliqués sont en Sibérie et ne livrent pas de gaz à l'Union européenne. Il n'est cependant pas impossible que des contrats courts ou

trop d'hésitations conduisent dans le futur à la réalisation d'un nouveau gazoduc vers la Chine et, à plus court terme, à une concentration des investissements russes sur les champs approvisionnant la Chine, plutôt que sur ceux destinés à l'UE.

Sur un plan très technique, il convient enfin de veiller à ce que la réalisation des codes de réseau dans le cadre du *gas target model*¹ ne remette pas en question la sécurité d'approvisionnement : la mise au point du code sur la tarification pourrait conduire à favoriser le marché *spot* de réservations de capacités dans les gazoducs existants et pénaliser les opérateurs qui voudraient réserver des capacités à long terme pour sécuriser leur fourniture.

RECOMMANDATION

Il appartiendra à la Commission de renouer le dialogue avec Gazprom afin de veiller à ce que l'entreprise mette en œuvre les obligations résultant du troisième paquet Énergie-Climat et se conforme aux résultats de l'enquête de la DG Concurrence sur son abus de position dominante. La Commission européenne a lancé en ce sens le 22 avril 2015 une procédure pour entrave à la concurrence à l'encontre de Gazprom en faisant parvenir au groupe russe une « communication de griefs ». La Commission devra plus généralement trouver des solutions pragmatiques pour surmonter les incohérences qui existent entre le modèle prévu par le troisième paquet et l'organisation gazière russe : des contrats de long terme nécessaires aux investissements doivent pouvoir être conclus. En un mot, la Commission devra rebâtir une relation de confiance sur le long terme avec Gazprom en définissant clairement les conditions d'intervention possibles de l'entreprise sur le marché européen.

5. Amplifier les actions d'amélioration de la sécurité d'approvisionnement

Depuis l'arrêt de la fourniture de gaz survenue au début de l'année 2009, de nombreuses dispositions ont été prises, sous l'action de la Commission européenne, pour diminuer la dépendance gazière de l'UE à l'égard de la Russie. Un règlement relatif aux mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel de l'UE a été adopté en octobre 2010, des capacités de stockage ont été développées, des possibilités de flux rebours du gaz dans les gazoducs ont été mises en place ou sont en cours de réalisation : citons en particulier l'accord d'avril 2014 entre la Slovaquie et l'Ukraine, qui pourrait permettre à cette dernière de recevoir jusqu'à

(1) Pour en savoir plus : www.congresdugaz.fr/doc_com/online/at8/s_zimmer_cre.pdf.

8 milliards de mètres cubes¹, achetés sur le marché et pouvant provenir par exemple de Norvège (deuxième fournisseur de l'UE juste derrière la Russie) ou de sources diverses de GNL, ainsi que, à une moindre échelle, la réouverture du flux rebours entre la Hongrie et l'Ukraine. Citons également la mise en service en octobre 2014 du terminal méthanier de Klaipėda en Lituanie d'une capacité de 4 milliards de mètres cubes, qui devrait permettre à ce pays de s'approvisionner entièrement en gaz norvégien s'il le souhaite, à l'issue de son contrat avec Gazprom (qui expire en 2015)², même au prix d'un léger surcoût, et d'aider les autres pays baltes que sont la Lettonie et l'Estonie à couvrir la plupart de leurs besoins.

À la suite des stress tests virtuels menés par la Commission durant le second semestre 2014, le Conseil européen d'octobre 2014 a adopté un certain nombre de mesures destinées à renforcer la sécurité gazière de l'UE. Il insiste en particulier sur les actions d'efficacité énergétique, sur la diversification des sources d'approvisionnement³ ainsi que sur la possibilité d'accroître la sécurité énergétique grâce au recours à des sources d'énergie autochtones et à des technologies sûres et durables à faibles émissions de CO₂. Ces mesures doivent être mises en œuvre en particulier dans un contexte d'interrogation sur les intentions du partenaire russe. Le Conseil a de plus pris la décision de traiter de nouveau la question de la sécurité énergétique en 2015 afin d'évaluer les progrès réalisés. Même si le partenariat russo-européen dans le domaine de l'énergie peut être reconstruit dans les prochains mois et sortir ainsi renforcé de la crise actuelle, la construction d'alternatives à un approvisionnement gazier prépondérant de Gazprom doit être recherchée :

- l'abandon décidé par la Russie du projet *South Stream* (qui n'était guère soutenu par la Commission européenne parce qu'il ne répondait pas aux critères d'accès des tiers au réseau définis par la troisième directive) renforce l'intérêt d'un gazoduc desservant les pays du sud-est de l'Union européenne. L'un des meilleurs investissements possibles réside dans la réalisation du corridor gazier sud-européen qui approvisionnerait l'UE depuis l'Azerbaïdjan en traversant la Géorgie puis la Turquie : même doté d'une capacité nettement plus faible que celle du *Nord Stream*, il constituerait une première assurance contre les coupures. En outre, ce corridor permettrait, dans une certaine mesure, de limiter la hausse des prix du gaz russe. Enfin, on pourrait envisager dans un second temps une extension vers les gisements du Moyen-Orient ou du Turkménistan. Le Conseil européen d'octobre a prévu de

(1) L'Ukraine importe aujourd'hui environ 10 milliards de mètres cubes par an depuis la Russie.

(2) Gazprom livre actuellement 2,7 milliards de mètres cubes par an à la Lituanie.

(3) Le Conseil européen est notamment convenu de « mettre en œuvre des projets d'intérêt commun cruciaux dans le secteur du gaz, tels que le corridor gazier Nord-Sud, le corridor gazier sud-européen et la promotion d'une nouvelle plateforme gazière dans le sud de l'Europe, ainsi que les grands projets d'infrastructure améliorant la sécurité énergétique de la Finlande et des États baltes, afin d'assurer la diversification des fournisseurs d'énergie et des voies d'approvisionnement et le fonctionnement du marché ».

mettre en œuvre plusieurs projets d'intérêt commun cruciaux dans le secteur du gaz, dont ce corridor : il appartiendra à la nouvelle Commission de permettre sa réalisation dans des délais raisonnables et de faire ainsi oublier l'échec du projet de gazoduc Nabucco, tout en s'assurant au préalable que celui-ci correspond bien à un optimum économique par comparaison avec d'autres solutions envisageables (terminaux méthaniers ou autre) ;

- une meilleure exploitation des ressources d'hydrocarbures propres à chaque pays renforce également la sécurité d'approvisionnement. Elle consiste pour les opérateurs à améliorer les taux de récupération des gisements pétroliers actuels (grâce notamment aux techniques d'exploitation des huiles non conventionnelles) ou à rechercher de nouvelles sources d'hydrocarbures. Les États membres avancent en ordre dispersé sur l'exploitation des gaz non conventionnels, qui apparaissent comme une alternative intéressante par rapport à des approvisionnements venant de l'extérieur de l'Union européenne. Pour sa part, la Commission pourrait souligner que les États doivent veiller à définir les conditions fiscales appropriées pour qu'une partie de la rente minière dégagée lors de l'exploitation de nouveaux gisements soit attribuée dans des conditions transparentes aux finances publiques nationales, régionales et locales ;
- les différentes directives européennes ont incité les États membres à développer des capacités de stockage, la crise de 2009 en a renforcé le besoin. Des capacités se sont ainsi développées sur un modèle économique simple : la différence de prix du gaz entre l'hiver et l'été permettait de compenser le coût du stockage. Cette différence de prix s'est affaiblie depuis plusieurs années, avec l'amélioration du réseau gazier européen, la disparité des obligations de stockage entre les différents États membres et l'éloignement d'une menace de crise d'approvisionnement, si bien qu'à l'entrée de l'hiver 2013 les stockages de gaz n'étaient pas assez remplis et ne permettaient pas, en cas d'hiver rigoureux, d'assurer un approvisionnement suffisant dans certains pays. À terme, conformément à la législation française, une obligation pourrait être imposée aux fournisseurs de disposer avant l'hiver d'un volume de gaz minimum. Celle-ci pourrait s'accompagner d'une rémunération, prélevée sur le consommateur de gaz, si la différence de prix été/hiver était insuffisante pour couvrir les coûts du stockage : les fournisseurs seraient alors fortement incités à utiliser ces infrastructures ;
- l'amélioration de l'efficacité énergétique (portant d'abord sur les énergies importées, en particulier sur le gaz) est enfin prioritaire. Elle doit permettre de mener à bien des opérations de réduction de la consommation de gaz dès lors naturellement qu'elles s'avèrent rentables en favorisant éventuellement les transferts d'usage.

RECOMMANDATIONS

Bâtir un partenariat de long terme avec la Russie dans le cadre d'une relation bien comprise d'interdépendance ne signifie pas pour autant soumission. La construction d'alternatives à l'approvisionnement gazier de Gazprom doit donc être menée en parallèle. Dans le prolongement des actions déjà décidées par la Commission, quatre mesures pourraient être adoptées :

- a) permettre la réalisation dans des délais raisonnables du corridor gazier sud-européen et anticiper le retour du GNL en Europe ;
- b) favoriser les taux de récupération des gisements actuels et prévoir la définition des conditions fiscales appropriées pour qu'une partie de la rente minière dégagée lors de l'exploitation de nouveaux gisements soit attribuée de manière transparente aux finances publiques nationales, régionales et locales ;
- c) étudier la mise en place d'une obligation imposée aux fournisseurs de disposer avant l'hiver d'un volume de gaz minimum ;
- d) favoriser les actions d'amélioration de l'efficacité énergétique.

6. Améliorer la sécurité énergétique sans pour autant obérer la lutte contre le changement climatique

L'exemple de la Pologne illustre parfaitement les arbitrages qui doivent être rendus entre les trois piliers de la politique énergétique européenne : la Pologne continue et continuera à utiliser massivement son charbon, qui est aujourd'hui moins cher que le gaz et lui assure de plus un minimum d'autonomie énergétique vis-à-vis de son voisin Russe. La lutte contre le changement climatique n'arrive qu'en deuxième, voire troisième, priorité dans ce contexte. La réduction de l'utilisation du charbon ne pourra se concevoir en Pologne que si le pays dispose de solutions alternatives, compétitives et à bon prix. L'efficacité énergétique en est une, même si elle ne modifie pas le *merit order* polonais entre gaz et charbon. Pour changer cette situation, une des solutions souhaitables serait de renforcer le système ETS permettant au marché carbone de délivrer un signal-prix propice aux investissements bas carbone.

RECOMMANDATION

Si la sécurité d'approvisionnement gazier est redevenue une priorité de la politique énergétique de l'UE-28, elle ne doit pas pour autant obérer les autres objectifs que sont la lutte contre le changement climatique et la pollution ainsi que la préservation de la compétitivité européenne. Les

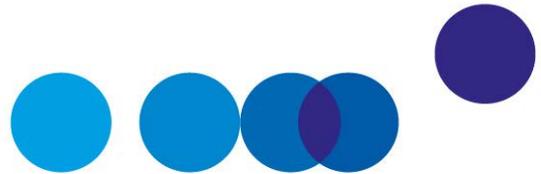
études d'impact préalables à l'adoption des mesures de renforcement de la sécurité d'approvisionnement doivent mettre en évidence les effets potentiels de ces mesures sur les autres piliers de la politique énergétique, de sorte que les décisions soient prises en toute connaissance de cause.

Conclusion

Dans le domaine de la sécurité d'approvisionnement gazier, plusieurs enseignements ressortent de ces mois de conflit entre la Russie et l'Ukraine. L'Union européenne peut à court terme se passer du gaz russe à condition d'augmenter ses approvisionnements de GNL, de mettre en œuvre un certain nombre de mesures dans chaque pays et de renforcer la coopération entre l'ensemble des États membres. C'est le résultat positif des *stress tests* réalisés en 2014. Mais, en ce début d'année 2015, si la crainte de voir le conflit russo-ukrainien déboucher sur des coupures de gaz à destination de l'Ukraine s'est apaisée, la relation russo-européenne s'est fortement érodée. Pourtant, l'Union européenne et la Russie sont interdépendantes et ont tout intérêt à travailler ensemble, l'Union européenne aura toujours besoin du gaz russe à l'horizon 2030, ce qui nécessite que la Russie mette en exploitation de nouveaux gisements, la Russie a besoin des devises européennes : le partenariat entre la Russie et l'Union européenne est donc naturel. C'est ce partenariat, que le nouveau commissaire européen à l'énergie devra tenter de préserver, sinon de reconstruire, dans le contexte plus général et incertain de l'évolution des relations russo-européennes.

Capacité des principaux gazoducs en provenance de la Russie (+ Caspienne)

Gazoducs vers l'Union européenne	Capacité
<i>Nord Stream</i> (deux conduites de 27,5 Gm ³ par an de capacité, mises en service en novembre 2011 et octobre 2012)	55 Gm ³ par an
<i>Nord Stream 2</i> (en projet)	55 Gm ³ par an
Gazoduc passant par l'Ukraine	120 Gm ³ par an
<i>Blue Stream</i> (reliant la Russie à la Turquie par le fond de la mer Noire)	16 Gm ³ par an
<i>Transadriatic Pipeline</i> (TAP) (non construit, destiné à alimenter l'Europe en gaz de la Caspienne) et prolongeant le projet de <i>Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline</i> (TANAP), qui contourne la Russie par le sud	10 Gm ³ par an (au maximum 20 Gm ³ par an)
<i>Turkish Stream</i> (en projet, destiné à desservir la Grèce)	63 Gm ³ par an
Projet abandonné de gazoduc <i>South Stream</i> (non construit)	63 Gm ³ par an



RÉFORMER LE MARCHÉ ETS POUR RENFORCER LA CRÉDIBILITÉ DE LA POLITIQUE CLIMATIQUE EUROPÉENNE

Gaëlle Hossie¹

Dix années après sa création, le système communautaire d'échange de quotas d'émission ou marché ETS peine encore à répondre aux objectifs qui sous-tendaient sa construction. Si l'introduction d'un plafond de quotas annuel a permis de maîtriser les émissions des secteurs couverts par l'ETS, cet outil, présenté comme le fer de lance de la politique climatique européenne, n'a en revanche pas réussi à créer une dynamique d'investissement dans les technologies bas carbone. En effet, avec des prix spot et futurs actuels inférieurs à 7 euros/tCO₂ depuis fin 2012, il ne fournit aucun signal pour orienter les décisions d'exploitation et d'investissement vers des moyens de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

La réserve de stabilité de marché proposée par la Commission européenne pour résoudre cette situation n'apparaît pas comme une solution satisfaisante. Certes, elle permettra de réguler et d'encadrer le surplus de quotas sur le marché et devrait ainsi mécaniquement soutenir les prix, mais son effet sera très progressif : d'après les simulations de la Commission, le surplus de quotas, de l'ordre de 2,5 milliards actuellement, atteindrait 800 millions en 2028. En outre, de nombreuses incertitudes empêchent d'estimer précisément son impact sur les prix du CO₂ : il est donc difficile de se prononcer sur sa capacité à répondre à la problématique actuelle. Par ailleurs, de manière plus fondamentale, la réserve intervient automatiquement pour réguler le surplus mais elle ne s'intéresse pas à ses causes. En particulier, elle ne se préoccupe pas des interactions entre le marché ETS et d'autres politiques (développement des énergies renouvelables, amélioration de l'efficacité énergétique) qui ont une influence à la baisse sur les prix du CO₂. Il est possible d'améliorer le mécanisme en avançant sa date de mise en service, en optimisant ses seuils de déclenchement et en précisant son

(1) Chargée de mission, département Développement durable, France Stratégie.

fonctionnement institutionnel : ce serait un net progrès mais ce serait également éluder en partie une question fondamentale qui est celle du « bon niveau » du prix du CO₂ et donc de l'ambition réelle de l'Union européenne dans la lutte contre le réchauffement climatique.

L'Union européenne (UE) s'est engagée dans la lutte contre le changement climatique en se fixant comme cible à horizon 2050 une diminution de 80 % à 95 % de ses émissions de gaz à effet de serre (GES)¹, en accord avec les préconisations du GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) pour maintenir l'élévation de la température mondiale sous les 2 °C. À côté de cet engagement de long terme figurent des objectifs à court et moyen terme qui sont contraignants pour les États membres de l'UE : réduction des émissions de GES de 20 % en 2020 dans le paquet Énergie-Climat décidé en 2008 et de 40 % en 2030 dans le nouveau paquet adopté en octobre 2014.

L'ambition climatique européenne s'est matérialisée par la mise en place en 2005 d'un système communautaire d'échange de quotas d'émissions de CO₂, désigné sous le nom de SCEQE ou EU ETS (*European Emissions Trading Scheme*). Considéré comme la pierre angulaire de la politique climatique communautaire, l'EU ETS couvre environ 45 % des émissions de gaz à effet de l'Union européenne. L'objectif de réduction de 20 % des émissions de GES en 2020 devrait être atteint et même dépassé : l'UE a réduit ses émissions de 19 % entre 1990 et 2013² et la Commission européenne envisage une réduction de 24 % avec la seule poursuite des politiques actuelles³. Toutefois, deux préoccupations se font jour quant à la crédibilité et à la robustesse de la politique climatique européenne.

Les prix spot des quotas de CO₂ sur le marché ETS se situent actuellement autour de 7 euros/tCO₂ (dans la fourchette des 4-7 euros depuis fin 2012⁴), alors qu'ils approchaient les 30 euros/tCO₂ mi-2008. Les prix des contrats à terme (*futures*) sont également faibles (voir annexe 1). Ils ne fournissent par conséquent aucune incitation pour l'investissement dans des technologies d'atténuation des émissions, qu'il s'agisse de passage du charbon au gaz pour la production d'électricité, de captage et stockage de CO₂ ou de développement des énergies renouvelables. Plus inquiétant encore que la modicité des prix, c'est la crédibilité du marché ETS et de manière plus large le manque de confiance dans la pérennité de l'ambition climatique européenne qui sont aujourd'hui les véritables écueils à surmonter : selon un sondage récent auprès des exploitants d'installations couvertes par l'EU ETS réalisé par Thomson Reuters Point Carbon, 69 % des exploitants

(1) Voir les Conclusions des Conseils européens des 4 février 2011, 29 et 30 octobre 2009.

(2) *Ibidem*.

(3) Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, « A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030 », 22 janvier 2014.

(4) Avec un plancher record de 3 euros/tCO₂ en mai 2013.

interrogés en 2013 pensent que l'EU ETS continuera d'exister en 2020 contre 77 % en 2011.

La deuxième tendance inquiétante est le recours plus important au charbon pour la production d'électricité, les centrales à charbon étant deux fois plus émettrices que celles au gaz naturel en l'état actuel des technologies et en l'absence de progrès notables des techniques de captage et stockage de CO₂. La production d'électricité à base de charbon-vapeur et de lignite, qui suivait plutôt une tendance baissière depuis les années 1990, est repartie à la hausse depuis 2009. L'augmentation est nette entre 2009 et 2012 dans quatre des cinq plus grands pays producteurs d'électricité au sein de l'UE – Allemagne + 9 %¹, Royaume-Uni + 39 %, Italie + 23,6 % et Espagne + 53,4 % – qui représentent près de la moitié de la production électrique de l'Union européenne (et plus de la moitié de ses émissions de GES). Par contraste, la production d'électricité évoluait à un rythme nettement inférieur : Allemagne + 5,7 %, Royaume-Uni – 3,4 %, Italie + 2,3 % et Espagne + 1 %. Cette résurgence du charbon par rapport au gaz n'a pas été anticipée, les attentes s'orientant plutôt vers le recours au gaz en accompagnement du développement des renouvelables. La substitution du gaz par le charbon pour la production d'électricité tient essentiellement aux prix relatifs des deux combustibles et au prix du CO₂. Or, en 2011, l'écart s'est creusé entre les prix du gaz et du charbon et depuis mi-2010, le prix spot du CO₂ est inférieur au prix du *switch* (le prix qu'il faudrait pour inverser l'ordre de mérite économique entre les centrales à charbon et les centrales à gaz).

Même si on corrige les dysfonctionnements du marché ETS, on ne pourra pas garantir que l'exploitation des centrales à gaz sera plus rentable que celle des centrales à charbon, cette rentabilité dépendant des prix des deux énergies, donc des dynamiques des marchés associés qui dépassent largement le périmètre européen. D'où la question suivante : l'inversion du *merit order* doit-il être un objectif à part entière ou doit-on laisser le marché ETS – une fois réformé – orienter les technologies de production, ce qui paraît *a priori* le plus efficace économiquement ? Doit-on aller jusqu'à réglementer au niveau européen la construction des nouvelles centrales à charbon, comme l'ont fait le Royaume-Uni et les États-Unis ? Dans leur réforme du marché de l'électricité, les Britanniques ont introduit une limite de 450 gCO₂/kWh pour les centrales fonctionnant en base : sachant qu'une centrale à charbon supercritique émet environ 790 gCO₂/kWh et une centrale à gaz moderne 360 gCO₂/kWh, cela interdit en pratique la construction de nouvelles centrales à charbon ne disposant pas d'un système de captage-stockage de CO₂. L'agence américaine pour la protection de l'environnement (Environmental Protection Agency, EPA) propose, quant à elle, des limites équivalentes d'environ 450 gCO₂/kWh à 500 gCO₂/kWh pour les nouvelles centrales à charbon.

(1) Source : Eurostat.

**Tableau 1 – Évolution de la production électrique
dans quatre pays européens (2009-2012)**

Pays	Production électrique à base de charbon et lignite (2009-2012)	Production électrique (2009-2012)
Allemagne	+ 9 %	+ 5,7 %
Royaume-Uni	+ 39 %	– 3,4 %
Italie	+ 23,6 %	+ 2,3 %
Espagne	+ 53,4 %	+ 1 %

Source : Eurostat

1. L'impact du marché ETS sur son périmètre

Créé en 2005, le système communautaire d'échange de quotas d'émissions de CO₂ ou EU ETS permet de contrôler les émissions de gaz à effet de serre (CO₂, N₂O et PFC) d'environ 12 000 centrales électriques et autres installations industrielles dans des secteurs intensifs en énergie¹ (voir annexe 1), ainsi que celles des vols commerciaux dans les 31 pays de l'Espace économique européen (à savoir l'UE et trois autres pays : l'Islande, la Norvège et le Liechtenstein).

Les exploitants de ces installations obtiennent des quotas de CO₂ gratuitement ou aux enchères (pour environ 45 % des quotas alloués en 2013). Chaque année, ils sont obligés de restituer un montant de quotas correspondant à leurs émissions de CO₂ vérifiées. La quantité de quotas émis tous les ans est plafonnée (2 084 301 856 quotas en 2013) et déterminée à l'avance : sur la troisième phase de l'ETS, à savoir 2013-2020, elle diminuera chaque année d'un facteur linéaire de 1,74 % par rapport au total annuel moyen délivré entre 2008 et 2012 (comme le précise la Directive 2009/29/CE publiée en juin 2009).

Le système ETS a été conçu comme un pivot structurant de la politique climatique européenne et comme l'instrument principal pour réduire les émissions de gaz à effet de serre de l'industrie européenne. La directive ETS précise ainsi que le système a été mis en place pour aider l'UE à tenir ses engagements de réduction d'émissions (dans le cadre du protocole de Kyoto et du paquet Énergie-Climat) de manière harmonisée et

(1) Voir annexe 1. Les secteurs concernés sont : la production d'électricité et de chaleur ; des secteurs industriels intensifs en énergie comme les raffineries, les aciéries, la production de fer, d'aluminium, de métaux, de ciment, de chaux, de verre, de céramique, de pâte à papier, de papier, de carton, d'acides et de produits chimiques organiques.

plus efficace, le plafonnement des émissions garantissant l'atteinte des objectifs de réduction. Le système ETS devait en outre permettre de délivrer un signal-prix du CO₂ de nature à encourager les investissements dans les technologies à faible intensité de carbone : ce signal-prix était censé orienter à la fois les décisions opérationnelles des acteurs au jour le jour et leur stratégie d'investissement.

L'ETS semble aujourd'hui avoir atteint son premier objectif : sur l'ensemble des deux premières phases 2005-2007 (phase d'apprentissage) et 2008-2012 (phase d'application du protocole de Kyoto¹), le plafond annuel d'émissions a été respecté au-delà des espérances puisque les émissions de CO₂ de l'EU ETS ont diminué d'environ 11 %, avec une baisse conséquente entre 2008 et 2009, qu'une analyse économétrique de la CDC Climat chiffre à – 11,9 %².

La troisième phase semble prolonger cette tendance : les émissions couvertes par l'ETS ont diminué de 3 % entre 2012 et 2013 (à périmètre constant entre les deux années).

En revanche, si on s'interroge sur la contribution réelle du prix du CO₂ révélé par le système ETS à la réduction des émissions de CO₂ sur son périmètre, la réponse est moins satisfaisante. L'analyse économétrique précitée de la CDC Climat³ soutient que les quelque 1,1 GtCO₂ évitées entre 2005 et 2011 dans le périmètre des installations soumises à l'ETS dans 21 pays européens sont attribuables :

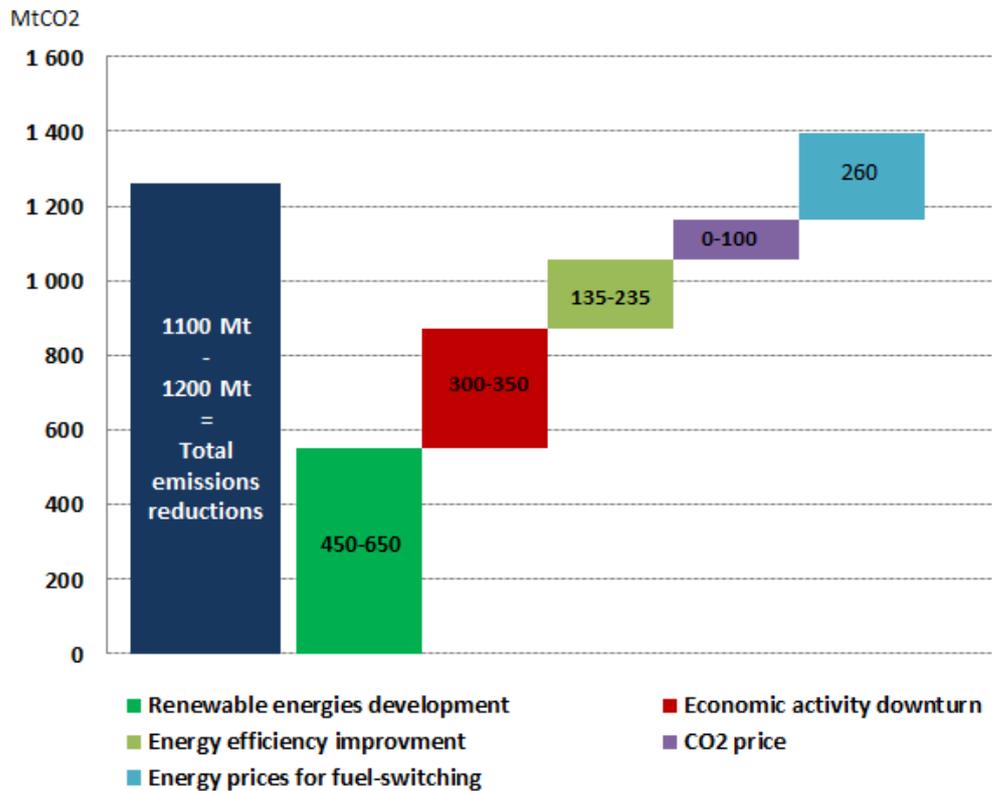
- pour environ 45 % au développement des énergies renouvelables pour la production d'électricité ;
- pour environ 20-30 % à la contraction de l'activité industrielle en raison de la crise économique ;
- pour environ 20 % aux effets de substitution par le prix entre le charbon et le gaz ;
- pour 10 % à 20 % à l'amélioration de l'intensité énergétique.

(1) Pendant cette phase 2008-2012, l'UE s'était engagée, en signant le protocole de Kyoto, à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 8 % par rapport aux niveaux d'émission de 1990.

(2) Gloaguen O. et Alberola E. (2013), « Les facteurs explicatifs de l'évolution des émissions de CO₂ sur les deux phases de l'EU ETS : une analyse économétrique », *Document de travail*, n° 2013-15, CDC Climat Recherche, octobre.

(3) *Ibid.*

Graphique 1 – Contribution relative du prix du CO₂ à la réduction des émissions du système ETS (2005-2011)



Source : Gloaguen et Alberola, CDC Climat, 2013

La CDC Climat conclut ainsi que le prix du CO₂ n'a eu qu'un rôle très faible, voire nul, dans la réduction des émissions des installations du système ETS. Le prix du CO₂ serait resté trop bas sur les deux périodes pour induire des investissements dans les technologies bas carbone : ces derniers ont plutôt été suscités par les politiques de développement des énergies renouvelables et d'amélioration de l'efficacité énergétique mises en place dans le cadre du paquet Énergie-Climat 2020. Ces conclusions soulèvent la question des interactions entre le marché ETS et le paquet Énergie-Climat 2020, en particulier le fait que le développement des énergies renouvelables et l'amélioration de l'efficacité énergétique, en diminuant la demande de quotas, génèrent des surplus et donc réduisent le prix du CO₂.

**Graphique 2 – Évolution du prix moyen annuel spot
de la tonne de carbone (en dollars)**



Source : *The Economist*, « Carbon trading, The first hurdle », février 2013, d'après Thomson Reuters Point Carbon

L'EU ETS aurait cependant joué un rôle au niveau microéconomique : les sondages annuels réalisés par Thomson Reuters Point Carbon auprès d'un échantillon d'entreprises soumises au système ETS indiquent qu'entre 2007 et 2012, 46 % à 59 % des entreprises interrogées estiment que l'EU ETS a entraîné une réduction des émissions de CO₂ dans leur entreprise. Le sondage réalisé en 2013 indique toutefois que pour 20 % des entreprises interrogées, l'EU ETS a certes provoqué des réductions d'émissions au début, mais que son impact est aujourd'hui faible.

Impact du prix du CO₂ sur les prix de marché

Le constat partagé aujourd'hui est que le prix du CO₂ sur le marché ETS n'est pas suffisamment élevé pour permettre d'appeler en priorité les centrales à cycle combiné gaz (CCG) par rapport aux centrales à charbon, en raison de l'écart de prix important entre les deux combustibles. Effectivement, le prix du charbon en Europe est d'environ 70 dollars/tonne, soit près de 8 euros/MWh th (thermique), et celui du gaz de 8 dollars/Mbtu, soit près de 22 euros/MWh th.

La feuille de calcul ci-dessous évalue le coût du MWh_e (électrique) qui dépend du rendement de chacune des centrales (37 % et 55 % en valeurs moyennes), auquel il convient d'ajouter la part CO₂ (actuellement 6 euros/tonne) en prenant en compte les émissions spécifiques de chacun des deux combustibles. Il ressort que le MWh_e produit avec une centrale électrique au charbon a un coût (pour sa partie combustible) de 27 euros, et son équivalent au gaz de 42 euros, ce qui explique que celle-ci soit appelée en priorité.

La dernière ligne évalue quel doit être le prix du CO₂ de manière à équilibrer ces coûts, donc la valeur de « switch » entre charbon et gaz dans le « merit order », soit 32 euros/tCO₂. Le coût du MWh résultant est alors d'environ 52 euros/MWh, soit une augmentation de 25 euros/MWh par rapport aux 27 euros/MWh précédents. Ces évaluations permettent uniquement de fixer un ordre de grandeur et sont à prendre avec précaution, car elles sont sensibles au rendement des centrales. Ainsi, les CCG les plus performants (60 % de rendement) concurrencent beaucoup plus tôt les centrales à charbon qui ont un rendement médiocre (proche de 30 %) et inversement.

Les évaluations sont aussi extrêmement sensibles à la fois au prix du charbon et à celui du gaz qui subit actuellement de fortes variations. Il y a moins d'un an en Europe, le prix du gaz était proche de 26 euros/MWh et donc la valeur de switch supérieure à 40 euros/tCO₂, entraînant une augmentation de 35 euros/MWh du coût de production des centrales au charbon.

En toute rigueur, il conviendrait d'évaluer les durées de marginalité de chacun des moyens et ainsi la part qu'ils prennent dans la constitution du prix de marché européen du MWh, proche début 2015 de 33 euros en Allemagne et de 38 euros en France (en baisse constante). En tout état de cause, l'augmentation attendue du prix de marché de l'électricité pourrait dépasser 50 %.

Impact du prix du CO₂ sur les coûts de production d'électricité à base de gaz et de charbon

	Charbon	Gaz	Hypothèses de début octobre 2014	
			1 €	1,26 \$
Rendement	37 %	55 %		
Prix du combustible	70 \$/t	8 \$/Mbtu	Mbtu	0,29 MWh th
soit	10,0 \$/MWh th	27,3 \$/MWh th	1 t coal	6,98 MWh th
soit	8,0 €/MWh th	21,7 €/MWh th	1 t CO ₂	6,00 €
Coût de production (part combustible)	21,5 €/MWh e	39,4 €/MWh e		
CO ₂ émissions spécifiques	0,34 t/MWh th	0,20 t/MWh th		
CO ₂ émissions par MWh e	0,92 t/MWh e	0,37 t/MWh e		
Part CO ₂ dans le MWh e	5,5 €/MWh e	2,2 €/MWh e		
Coût de production (combustible + CO₂)	27,0 €/MWh e	41,6 €/MWh e		
Valeur de « switch »	51,3 €/MWh e	51,3 €/MWh e	1 t CO₂	32,5 €

Source : calculs France Stratégie

2. Pourquoi réformer le marché ETS ?

Dans son rapport de 2012 sur l'état du marché du carbone¹, la Commission européenne reconnaît la nécessité de mener une réforme structurelle du marché ETS pour réduire le déséquilibre croissant entre l'offre et la demande de quotas, déséquilibre qui atteignait plus de 2 milliards de quotas en début de phase 3². L'excédent de quotas actuellement observable provient structurellement de l'inadéquation entre une offre de quotas d'émissions très rigide³ et une demande de quotas variable. En effet, la quantité de quotas disponibles chaque année a été fixée en 2008-2009 (de même que le calendrier de mises aux enchères établi par règlement fin 2010) alors que l'on espérait le retour à des conditions économiques favorables ; il est en outre possible de recourir, dans une certaine limite, à des crédits issus des mécanismes de flexibilité du protocole de Kyoto. En revanche, la demande de quotas, elle, varie selon la conjoncture économique, les prix des combustibles fossiles, les politiques complémentaires de réduction d'émissions (mesures d'efficacité énergétique, intégration des énergies renouvelables), etc.

D'après l'analyse de la Commission, les deux principaux responsables de la formation rapide de l'excédent sur la période 2008-2012 seraient la crise économique, qui a significativement réduit l'activité industrielle⁴ donc la demande de quotas, et le recours à une grande quantité de crédits internationaux (un peu plus d'un milliard sur la phase 2⁵, soit près des deux tiers de la quantité totale de crédits internationaux autorisée pour la mise en conformité sur les phases 2 et 3). La Commission pointe également, mais dans une moindre mesure, l'influence des interactions avec d'autres politiques climatiques et énergétiques⁶.

(1) Commission européenne (2012), *The State of the European Carbon Market in 2012*, Report from the Commission to the European Parliament and the Council, 14 novembre.

(2) Le surplus a plus que doublé entre 2011 et 2013. En l'absence de mesures particulières, le déséquilibre de quotas continuerait de croître pour atteindre plus de 2,6 milliards d'ici 2020 avant de diminuer progressivement pour s'établir à 2,1 milliards de quotas d'ici à 2028. Source : document de travail des Services de la Commission, Résumé de l'analyse d'impact, 22 janvier 2014.

(3) La rigidité de l'offre de quotas est liée à la rigidité des mises aux enchères définies selon un calendrier fixe préétabli. La mise sur le marché secondaire des quotas alloués gratuitement aux opérateurs de l'ETS, elle, varie selon la demande, ces derniers n'étant pas incités à vendre leurs quotas lorsque la demande est faible.

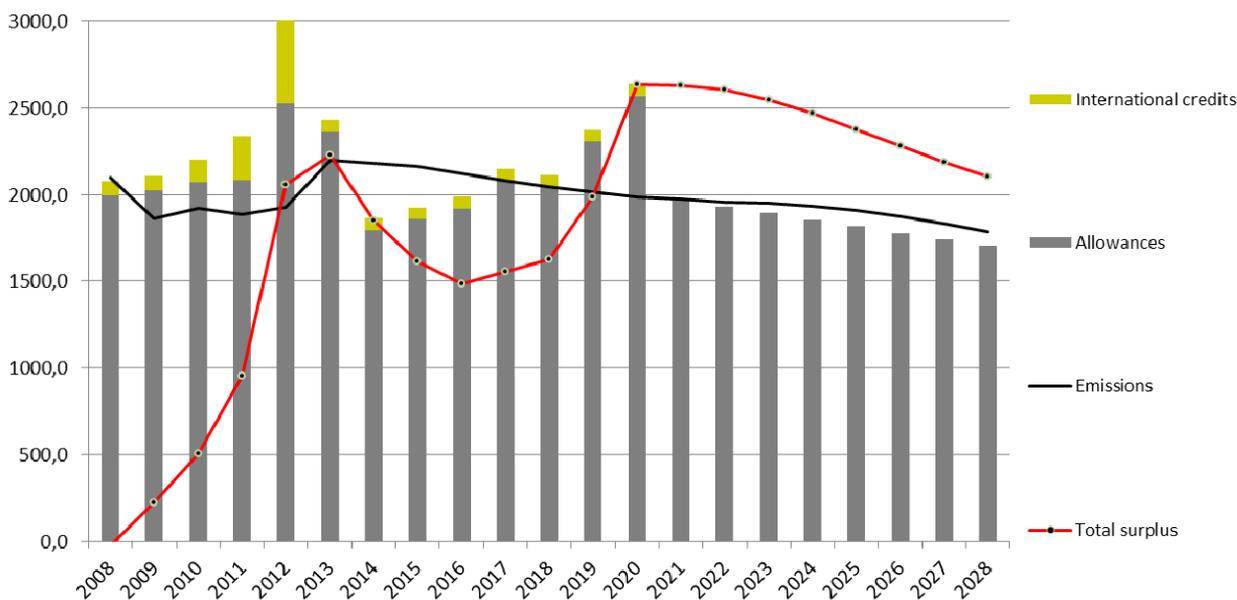
(4) La production des secteurs couverts par l'ETS a chuté de plus de 10 % pendant trois ans par rapport à son niveau d'avant-crise. Source : Sartor O. (2012), «The EU ETS carbon price: To intervene, or not to intervene? », *Climate Brief*, n° 12, CDC Climat Research, février.

(5) Commission Staff Working Document, Impact Assessment accompanying Communication on « A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030 », 22 janvier 2014. Près de 1,2 million de crédits internationaux ont été utilisés entre 2008 et 2013 sur la quantité totale de crédits internationaux autorisés entre 2008 et 2020 estimée à 1,5-1,6 million. Source : EEA Report, 2014.

(6) Commission européenne (2014), « A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030 », *Com 2014(15) final*, 22 janvier.

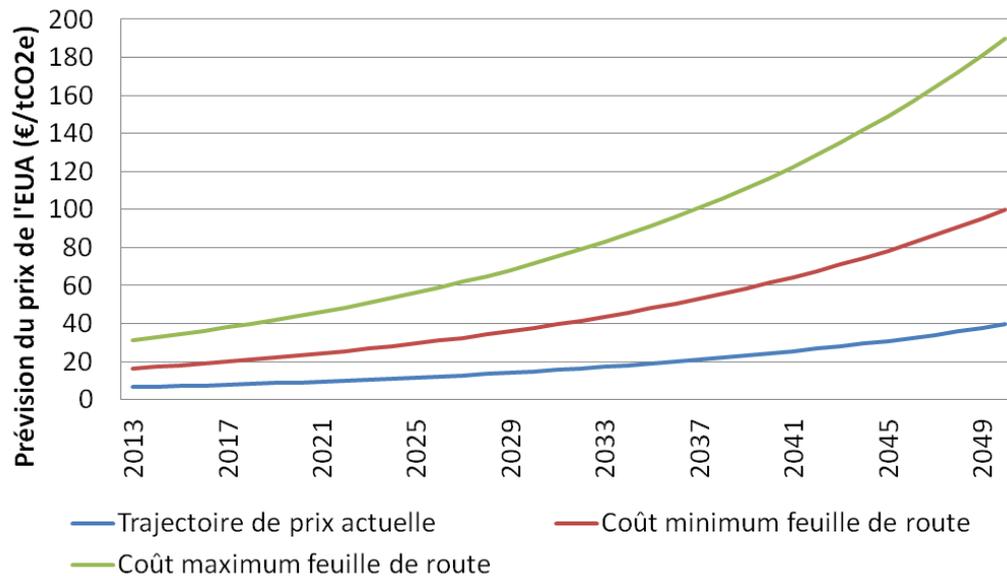
L'existence d'une certaine quantité d'excédent sur le marché de quotas est normale et même rationnelle dans la mesure où elle reflète les anticipations des acteurs quant aux évolutions du marché et leur besoin de couverture (en particulier s'agissant des producteurs d'électricité) : cela leur offre une protection contre les fluctuations des prix. Tant que cet excédent reste en dessous d'une valeur « raisonnable », il n'entrave pas le bon fonctionnement du marché. Mais l'excédent actuel de plus de 2 milliards (équivalent à la quantité de quotas délivrée en 2013) est d'une ampleur telle qu'il réduit l'efficacité dynamique des mécanismes de marché qui garantissent normalement une bonne répartition de l'effort de réduction dans le temps en incitant aux investissements et à la R & D : le surplus éloigne par conséquent le prix du CO₂ de la trajectoire optimale pour encourager les investissements nécessaires à la réalisation de l'objectif de décarbonisation au moindre coût dans le temps. Les bas prix à court terme ne reflètent alors pas la rareté qui surviendra à long terme (et qui se traduira par des prix élevés à long terme) et n'incitent pas à réduire les émissions sur le court terme. Même si l'objectif de réduction des émissions est atteint, une telle situation peut bloquer l'Union européenne dans une logique d'infrastructures et d'investissements à forte intensité de carbone (phénomène de « lock-in »). Elle peut par conséquent conduire à une augmentation à moyen et long terme des coûts globaux liés à la lutte contre le changement climatique. La réforme structurelle de l'ETS vise donc à satisfaire l'objectif de moindre coût, c'est-à-dire assurer un coût total de la lutte contre le changement climatique le plus bas possible.

Graphique 3 – Évolution historique et prévue de l'offre et de la demande avec gel des quotas



Source : Commission Staff Working Document, Impact Assessment, 22 janvier 2014

Graphique 4 – Cours actuel des ETS projetés jusqu'en 2050, comparé aux prévisions de coût des réductions de la feuille de route vers une économie faiblement carbonée



Remarques : ce graphique est une extrapolation du cours moyen des futures ETS en janvier 2013 cotées sur ICE, jusqu'en 2050, sur la base d'un taux réel d'actualisation sans risque estimé à 5 % par an (courbe bleue), comparée aux deux prévisions de cours des ETS en 2050 actualisées et mentionnées dans l'analyse d'impact de la feuille de route vers une économie sobre en carbone de la Commission européenne.

Source : Berghmans N. et al. (2013), « Reforming the EU ETS: Give it some work! », CDC Climat, février

Le rapport de la Commission de 2012 sur l'état du marché du carbone mène une rapide analyse de six options :

- l'augmentation de l'objectif de réduction d'émissions à horizon 2020 à 30 % ;
- le retrait permanent d'une certaine quantité de quotas de la phase 3 ;
- la révision anticipée du facteur de réduction linéaire du plafond de quotas ;
- l'élargissement du périmètre du marché ETS à d'autres secteurs ;
- la restriction de l'accès aux crédits internationaux ;
- des mécanismes discrétionnaires de gestion des prix.

La Commission y souligne sa désapprobation à l'égard de mécanismes jouant sur les prix comme le prix plancher du carbone ou la réserve de quotas encadrant directement les prix du CO₂. D'après elle, de tels mécanismes, parce qu'ils sont basés sur les prix, modifient la nature intrinsèque du marché ETS qui est – et doit rester – un instrument de marché basé sur les quantités. En outre, ces mécanismes nécessiteraient de difficiles négociations entre gouvernements pour décider du niveau du prix plancher ou des niveaux de prix à partir desquels on activerait le mécanisme de réserve : le prix du

carbone deviendrait ainsi le résultat non pas d'interactions entre l'offre et la demande mais le produit de décisions administratives et politiques. Ces mécanismes fourniraient certes plus de certitude aux investisseurs et aux fournisseurs de technologies bas carbone, mais selon la Commission, le risque d'imposer des coûts d'abattement des émissions trop élevés (aux acteurs du marché ETS et à la société) est important. Si le niveau du prix est trop élevé, cela renchérit les coûts d'abattement, et s'il est trop faible, le mécanisme n'est pas efficace. Cet avis ressort également de la consultation des parties prenantes, dont la plupart seraient opposées au recours à des mécanismes de gestion des prix pour les mêmes raisons : cela irait à l'encontre des fondements du marché ETS et il serait en pratique particulièrement difficile de parvenir à un accord sur le « bon » prix.

La solution finalement proposée par la Commission européenne en vue d'une réforme structurelle du marché ETS et qui fait actuellement l'objet de nombreux débats consiste à créer une réserve de stabilité du marché à partir de 2021 (début de la phase 4) : les règles régissant le placement et le retrait des quotas de la réserve sont prédéfinies² et ne feront donc pas l'objet de mesures discrétionnaires. En outre, ce mécanisme sera géré par les institutions qui gèrent déjà la mise aux enchères des quotas. Outre la fixation d'un objectif de réduction de 40 % en 2030, deux mesures supplémentaires sont proposées pour améliorer le fonctionnement de l'ETS :

- **l'augmentation du facteur de réduction du plafond annuel de quotas** : 2,2 % par an à partir de 2021 contre 1,74 %³ sur la phase 2013-2020, ce qui représente un effort additionnel de réduction de 550 Mt CO₂. Ce facteur conduit à une réduction des émissions du secteur ETS de 43 % en 2030 par rapport à 2005 (prolongé jusqu'en 2050, il permet une réduction des émissions du secteur ETS de 84 %⁴

(1) Tout en reconnaissant que la mise en place d'une réserve de stabilité du marché dès la phase 3 serait bénéfique, la Commission estime préférable d'attendre le début de la phase 4 pour laisser un temps d'adaptation aux acteurs du marché et leur garantir une sécurité juridique suffisante pendant la phase 3, d'autant plus que la mesure de gel de quotas devrait temporairement améliorer la situation à court terme.

(2) La réserve de stabilité du marché régule la quantité de quotas en circulation, qui est une mesure directe du déséquilibre entre l'offre et la demande : lorsque la quantité de quotas « en circulation » est supérieure à 833 Mt, 12 % de cette quantité est déduite du volume de quotas mis aux enchères – dès lors que cette quantité retirée reste supérieure à 100 Mt – et est ajoutée dans la réserve. Lorsque la quantité de quotas « en circulation » est inférieure à 400 Mt, 100 Mt sont prélevées de la réserve pour être ajoutées aux futurs volumes de quotas à mettre aux enchères. Il existe également un seuil d'urgence permettant de retirer les quotas de la réserve : si le prix du quota est supérieur pendant six mois consécutifs à trois fois sa valeur moyenne au cours des deux années précédentes, 100 Mt sont ôtées de la réserve et ajoutées à la quantité à mettre aux enchères dans l'année.

(3) Le facteur de réduction linéaire de 1,74 % s'applique à la quantité moyenne de quotas délivrés chaque année entre 2008 et 2012 : cela équivaut à une réduction d'environ 38 Mt de CO₂ par an.

(4) D'après les projections réalisées dans le cadre de la « Feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 », pour assurer une réduction des émissions internes de l'UE de 80 % d'ici 2050, les émissions du secteur ETS devraient diminuer de 90 % par rapport à 2005 : le facteur

en 2050). Avec cette mesure, l'excédent de quotas serait d'environ 2,3 milliards en 2030 ;

- **l'interdiction, après 2020, de recourir aux crédits carbone internationaux** (issus des mécanismes de flexibilité du protocole de Kyoto : mécanisme de développement propre et mécanisme de mise en œuvre conjointe), sauf si l'objectif de 40 % était relevé pendant les négociations climatiques de 2015.

La réserve de stabilité de marché, qui ne faisait pas partie des six options proposées au départ¹, est apparue pendant la consultation publique des parties prenantes qui a suivi la publication du rapport de la Commission sur l'état du marché européen du carbone² (entre décembre 2012 et février 2013). En flexibilisant l'offre de quotas d'émissions à mettre aux enchères, elle entend répondre à un double objectif : réduire le déséquilibre actuel et protéger l'ETS contre des variations de la demande brusques et inattendues. De plus, d'après l'analyse d'impact réalisée par la Commission, la réserve de stabilité du marché permettrait de remédier aux variations de la demande quelle que soit leur origine, qu'elles soient dues à des changements macroéconomiques ou à d'autres facteurs comme des politiques complémentaires (les mesures en faveur des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, par exemple). Elle permettrait également de faire face aux changements du côté de l'offre tels que l'afflux de crédits internationaux.

Ce type de mécanisme semble avoir recueilli le plus large consensus parmi les parties prenantes. Ces dernières ont souligné leur préférence pour un mécanisme :

- non discrétionnaire fonctionnant selon des règles automatiques ;
- basé sur les volumes afin que les prix continuent à être déterminés par le marché ;
- et qui n'influence pas le plafond global d'émissions : il s'agit d'introduire de la flexibilité dans l'offre sans pour autant affecter l'offre globale de quotas.

La création de la réserve de stabilité du marché avec les règles de remplissage et de retrait proposées permettrait, d'après l'étude d'impact de la Commission, de réduire le surplus à environ 800 millions de quotas³ à la fin de la phase 4 (2028) – contre près de 2,5 millions de quotas en début de phase 4. En revanche, comme dans le cas du *backloading*, la Commission n'est pas en mesure d'évaluer de manière quantitative

linéaire de réduction des émissions de 2,2 % ne le permet pas, il faudrait que ce facteur s'élève à 2,4 % jusqu'en 2050.

(1) Le rapport sur l'état du marché du carbone précisait bien que la liste des six options n'était pas exhaustive.

(2) Commission européenne (2012), « État des lieux du marché européen du carbone en 2012 », rapport de la Commission au Parlement européen et au Conseil, COM(2012) 652 final, 14 novembre.

(3) En retenant parmi les options testées par la Commission celle dont les règles de fonctionnement sont les plus proches de celles du mécanisme proposé. D'autres options évaluent le surplus à 500 millions de quotas en 2028.

l'impact de la réserve de stabilité du marché sur les prix du CO₂ : les incertitudes sont trop grandes sur le moment auquel le mécanisme interviendra, sur le comportement des acteurs détenteurs de surplus, sur l'évolution de la demande de quotas pour des besoins de couverture (« hedging ») et enfin, sur la manière dont les acteurs ont déjà anticipé ou non les effets de la réserve de stabilité du marché. Son analyse qualitative souligne toutefois que ce mécanisme devrait soutenir les prix du CO₂ car en réduisant le surplus, leur évolution sera davantage liée au plafond d'émissions et au niveau des émissions par rapport à l'offre de quotas. La réserve de stabilité de marché devrait également permettre de lisser l'évolution des prix au fil du temps et d'éviter les extrêmes. À noter que dans le scénario de référence 2013 de la Commission (qui suppose la mise en œuvre de toutes les politiques adoptées avant le printemps 2012), le prix du CO₂ sur le marché ETS est de 10 euros/t en 2020, 14 euros/t en 2025 et atteint 35 euros/t en 2030 et 100 euros/t en 2050¹ (en euros 2010). Pour mémoire, l'analyse d'impact du paquet Énergie-Climat réalisée début 2008 envisageait, pour 2020, des prix du CO₂ sur le marché ETS de 30 à 47 euros/t selon les options.

Graphique 5 – Prix des ETS (euros/tCO₂) de 2005 à 2014



Source : Desai Z., Alberola E. et Berghmans N. (2014), « Introducing short-term flexibility in the EU ETS to assure its long-term credibility », *Climate Report*, n° 45, CDC Climat Research, juillet

(1) Le scénario de base (« *baseline scenario* ») de 2009, qui tient compte des effets de la crise économique mais reste optimiste quant à la reprise de l'activité économique, prévoyait des prix du CO₂ de 25 euros en 2020 et de 39 euros en 2030 (en euros 2008). Le scénario de référence de 2009, qui contrairement au scénario de base suppose la mise en œuvre complète du paquet Énergie-Climat, prévoyait des prix de 16 euros en 2020 et de 20 euros en 2030 (en euros 2008). Source : Commission européenne (2010), *EU Energy Trends to 2030 – Update 2009*.

3. La proposition de la Commission ne résout pas complètement les défaillances structurelles du marché ETS

On peut considérer que le mécanisme proposé par la Commission devrait permettre de rehausser les prix du CO₂ (ce que reconnaissent la plupart des analyses), mais la vraie question est de savoir s'il répond aux défauts structurels du marché ETS. En effet, il est communément admis (mais dans une proportion variable selon les analyses) que les causes des prix bas actuels sont :

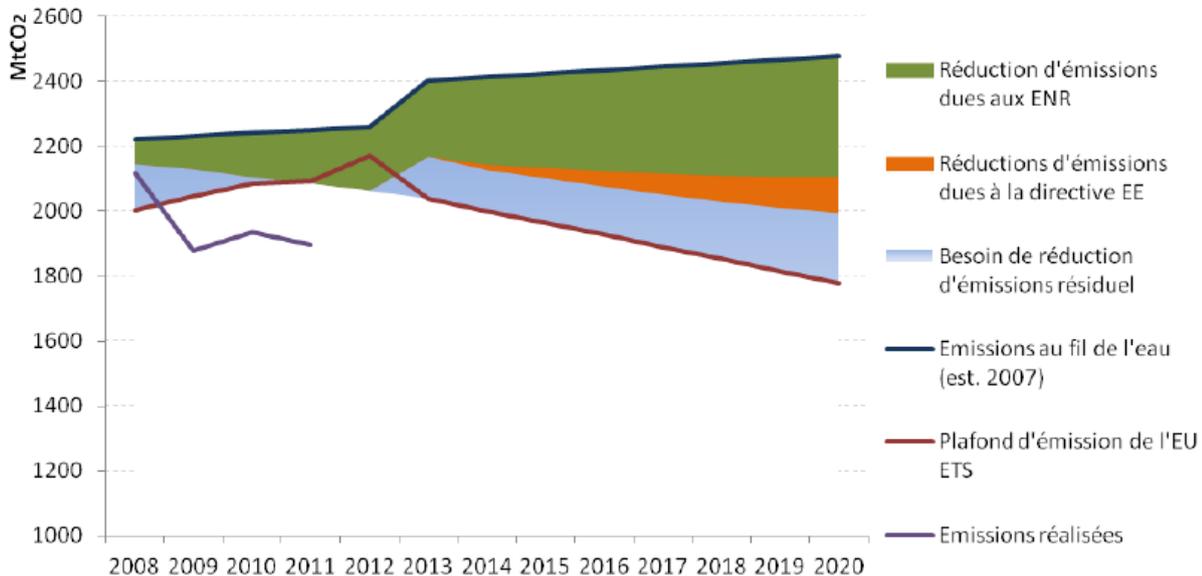
- la baisse de la demande de quotas (du fait de la crise économique et de son impact sur l'activité industrielle ainsi que du développement des énergies renouvelables et de l'amélioration de l'efficacité énergétique) ;
- l'offre abondante (en raison notamment de l'accès aux crédits internationaux) et rigide ;
- les anticipations des acteurs, en particulier leurs attentes quant à l'évolution de la rareté des quotas après 2020, qu'ils estiment faible, et leurs doutes quant à la pérennité des engagements de l'UE en matière de climat.

La baisse des prix sur le marché ETS et l'existence de plus de 2 milliards d'excédents de quotas sont donc en réalité des symptômes révélant des défaillances structurelles¹ :

- l'absence d'engagement crédible sur un plafond de réduction des émissions du marché ETS après 2020 ;
- le fait qu'en raison de politiques complémentaires de réduction des émissions et de l'accès aux crédits internationaux, la part laissée au marché ETS pour inciter des réductions d'émissions sur son périmètre est très faible (seulement 20 % environ des réductions d'émissions à réaliser en 2020 devraient l'être grâce au signal-prix délivré par le marché ETS) ;
- l'absence de mécanismes institutionnels et de cadre réglementaire permettant d'ajuster l'offre de quotas en cas de chocs inattendus sur la demande comme ce fut le cas avec la crise.

(1) Source : Berghmans N. *et al* (2013), « Reforming the EU ETS: Give it some work! », *Climate Brief*, n° 28, CDC Climat Research, février.

Graphique 6 – Réduction issue de l'énergie renouvelable et de la directive sur l'efficacité énergétique dans le cadre de l'EU ETS



Source : CDC Climat Research à partir de l'évaluation d'impact du paquet Énergie-Climat (2008), des données CITL, de l'évaluation d'impact de la directive sur l'efficacité énergétique (2011) et des rapports sur les plans d'action nationaux en matière d'énergies renouvelables des États membres (2011)

La réforme proposée par la Commission traite en partie deux de ces défaillances :

- l'adoption d'un objectif à horizon 2030 lors du conseil européen d'octobre 2014 permet de clarifier l'engagement après 2020 de l'Union européenne et témoigne de son volontarisme. Cet objectif comporte une part d'incertitude liée aux résultats de la conférence climatique de 2015 ;
- la réserve de stabilité de marché est un moyen de réguler l'offre en cas de variations inattendues de la demande, mais elle réagit de manière automatique et non normative. Incapable de distinguer entre les variations de la demande devant se traduire par un ajustement de l'offre et celles ne devant pas l'être, elle traite de la même manière tous les événements influant sur la demande. Or on peut légitimement se poser la question suivante : l'effet de la crise économique sur la demande doit-il conduire à réduire l'offre ? La relation entre l'activité économique et les prix du carbone est généralement considérée comme bénéfique et souhaitable pour des raisons d'efficacité économique : quand l'activité économique diminue, les prix du CO₂ diminuent, réduisant les coûts pour les entreprises dans une situation économique difficile, ce qui favorise leur activité, et inversement. Cela plaiderait en faveur de la mise en place d'un cadre réglementaire et institutionnel pour réaliser une analyse approfondie des situations dans lesquelles des surplus et des prix bas sont considérés comme néfastes et celles où ils ne le sont pas. En outre, il apparaît

crucial, au vu des leçons que l'on peut tirer du passé et des anticipations déçues, de prévoir un cadre institutionnel de révision des règles de fonctionnement de la réserve de stabilité : la fourchette de surplus considérée comme acceptable s'établit aujourd'hui entre 400 et 833 millions de quotas, mais le calibrage de ces seuils est extrêmement difficile et peut se révéler erroné. S'il est prévu dans la proposition que certains paramètres du mécanisme puissent être révisés d'ici 2026 suite à un réexamen de la Commission, il semble bien plus important de préciser les modalités de fonctionnement de cette révision. D'une part, 2026 est une date qui paraît lointaine pour examiner le fonctionnement de la réserve car on ne peut exclure que des difficultés surviennent avant. D'autre part, il s'est écoulé plus d'un an entre le premier rapport sur l'état de fonctionnement du marché du carbone et la proposition de réforme structurelle, et deux ans minimum sépareront ce premier rapport de la date de validation de la réforme, ce qui plaide pour la mise en place d'une instance ou d'un processus plus réactifs ;

- enfin, rien n'est proposé pour régler la troisième défaillance identifiée, à savoir les interactions insuffisamment prises en compte entre prix du CO₂ et politiques complémentaires de réduction des émissions. Dans son analyse d'impact du paquet Énergie-Climat 2020, la Commission reconnaissait que les politiques de développement des renouvelables allaient conduire à une réduction des prix du CO₂ par rapport à un scénario de 20 % de réduction des émissions de GES sans objectif de déploiement de renouvelables, mais elle estimait que cette réduction serait modérée : de 49 à 39 euros/CO₂ en 2020 (en euros 2008). Elle reconnaît également que les politiques complémentaires de réduction des émissions de GES ont bien eu un rôle dans la formation du surplus, mais que ce rôle est marginal (sans toutefois le préciser, alors que d'autres analyses empiriques estiment que l'impact du développement de la production éolienne et solaire sur les prix du CO₂ a été supérieur à celui de l'accès aux crédits internationaux des mécanismes de Kyoto¹). Dans l'analyse d'impact du nouveau cadre 2030, réalisée par la Commission elle-même, il apparaît nettement que les politiques de développement des renouvelables et d'amélioration de l'efficacité énergétique réduisent fortement le prix du CO₂ : dans le scénario ne contenant qu'un seul objectif de réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030, le prix du CO₂ serait de 40 euros/t en 2030 (en euros 2010), alors que dans le scénario contenant également un objectif de 30 % de part des renouvelables et des mesures explicites de soutien à l'efficacité énergétique, le prix du CO₂ serait de 11 euros/t. L'impact sur les prix est donc évalué mais aucune conclusion n'en ressort quant à l'impact sur le fonctionnement du système ETS.

(1) Koch N. et Grosjean G. (2014), « What does the carbon price reflect? », présentation à la conférence « Emissions trading in the 2030 framework », Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) et Potsdam Institute for Climate Impact Research (PIK), Paris, 3 septembre.

Le système ETS n'est pas un marché classique. L'offre annuelle de quotas, qui détermine la contrainte actuelle et future, est en effet uniquement le résultat de décisions politiques et ne reflète pas une rareté intrinsèque. En outre, comme mentionné à plusieurs reprises, la demande de quotas dépend elle aussi de décisions extérieures au marché telles que les mesures visant à développer les énergies renouvelables et à améliorer l'efficacité énergétique.

Par ailleurs, les objectifs assignés au système ETS sont doubles. Celui-ci doit, d'une part, contrôler la quantité maximale de gaz à effet de serre émis chaque année par l'ensemble des installations qui y sont soumises : c'est l'objectif « contrôle des quantités ». Les émetteurs ont toutefois la possibilité, jusqu'en 2020, d'aller au-delà du seuil annuel fixé en achetant en quantité limitée des crédits carbone internationaux (i.e. issus des mécanismes de flexibilité du protocole de Kyoto). D'autre part, l'ETS doit révéler une trajectoire de prix du CO₂ permettant de minimiser le coût total de décarbonisation des secteurs concernés dans le temps : c'est l'objectif de « moindre coût total ». C'est ce deuxième objectif que la Commission considère comme n'étant pas atteint aujourd'hui, arguant que l'excédent de quotas existant détourne les prix actuels de la trajectoire optimale de décarbonisation : l'efficacité dynamique du mécanisme est ainsi remise en cause et l'instauration de la réserve de stabilité doit y remédier. Cependant, considérant qu'on a un problème de quantité, la réserve de stabilité est un mécanisme qui cible un niveau de surplus donné ; il s'intéresse par conséquent au surplus indépendamment des causes (économiques notamment) qui l'ont engendré. Son impact sur les prix, qui n'est pas analysé par la Commission, est très incertain et n'offre ainsi aucune garantie quant à l'atteinte du deuxième objectif. Certains analystes estiment même que la réserve de stabilité accroîtrait la volatilité des prix du CO₂.

Par ailleurs, il apparaît de plus en plus difficile d'éviter toute discussion sur le « bon niveau » de prix du CO₂. En effet, les critiques actuelles à l'encontre de l'ETS portent en grande partie sur des niveaux de prix trop faibles pour inciter aux investissements dans les technologies bas carbone. Dès lors, si on considère que le déclenchement de nouveaux investissements est un objectif à part entière du système ETS au même titre que l'objectif « contrôle des quantités », il est souhaitable de donner un signal-prix crédible dans le temps à tous les acteurs.

Annexes

Annexe 1

Tableau A – Activités couvertes par l'ETS

Secteurs	Activités	Émissions vérifiées			Part dans les émissions de l'ETS en 2013 (%)
		2005	2008	2013	
Combustion	20 Combustion de combustibles	1 473	1 524	1 346	70,6
Raffineries	21 Raffinage de pétrole	154	157	142	7,4
Sidérurgie et cokerie	22 Production de coke	19	21	23	1,2
	23 Grillage ou frittage de minerai métallique	7	4	3	0,2
	24 Production de fonte ou d'acier	114	120	101	5,3
	25 Production ou transformation de métaux ferreux	0	1	8	0,4
Clinker et chaux	29 Production de clinker (ciment)	166	177	129	6,8
	30 Production de chaux y compris la calcination de dolomite et de magnésite	12	14	13	0,7
Autres	26 Production d'aluminium primaire	0	0	7	0,4
	27 Production d'aluminium secondaire	0	0	1	0,0
	28 Production ou transformation de métaux non ferreux	0	0	5	0,3
	31 Fabrication du verre	20	23	19	1,0
	32 Fabrication de produits céramiques	15	14	14	0,7
	33 Fabrication de matériau isolant en laine minérale	0	0	0	0,0
	34 Production ou fabrication de gypse ou de planches de plâtre	0	0	1	0,1
	35 Production de pâte à papier	3	3	3	0,1
	36 Production de papier ou de carton	27	29	25	1,3
	37 Production de noir de carbone	0	0	0	0,0
	38 Production d'acide nitrique	0	0	2	0,1
	39 Production d'acide adipique	0	0	0	0,0
	40 Production de glyoxal et d'acide glyoxilique	0	0	0	0,0
	41 Production d'ammoniac	1	1	14	0,8
	42 Production de produits chimiques organiques en vrac	2	8	16	0,8
43 Production d'hydrogène et de gaz de synthèse	0	0	8	0,4	
44 Production de soude et de bicarbonate de sodium	1	1	3	0,1	
45 Captage des gaz à effet de serre au titre de la directive 2009/31/CE	0	0	0	0,0	
46 Transport de gaz à effet de serre au titre de la directive 2009/31/CE	0	0	0	0,0	
47 Stockage géologique de gaz à effet de serre au titre de la directive 2009/31/CE	0	0	0	0,0	
99 Autres activités optionnelles incluses au titre de l'article 24 de la directive 2009/31/CE	0	23	25	1,3	
	Toutes activités	2 014	2 120	1 908	100,0

Annexe 2

Prix des contrats à terme (*futures*) sur le marché ETS



EUA : *European Union Allowances*, permis d'émission européens (ETS).

CER : *Certified Emission Reduction*, certificats de réduction d'émission MDP (Mécanisme de développement propre de Kyoto).

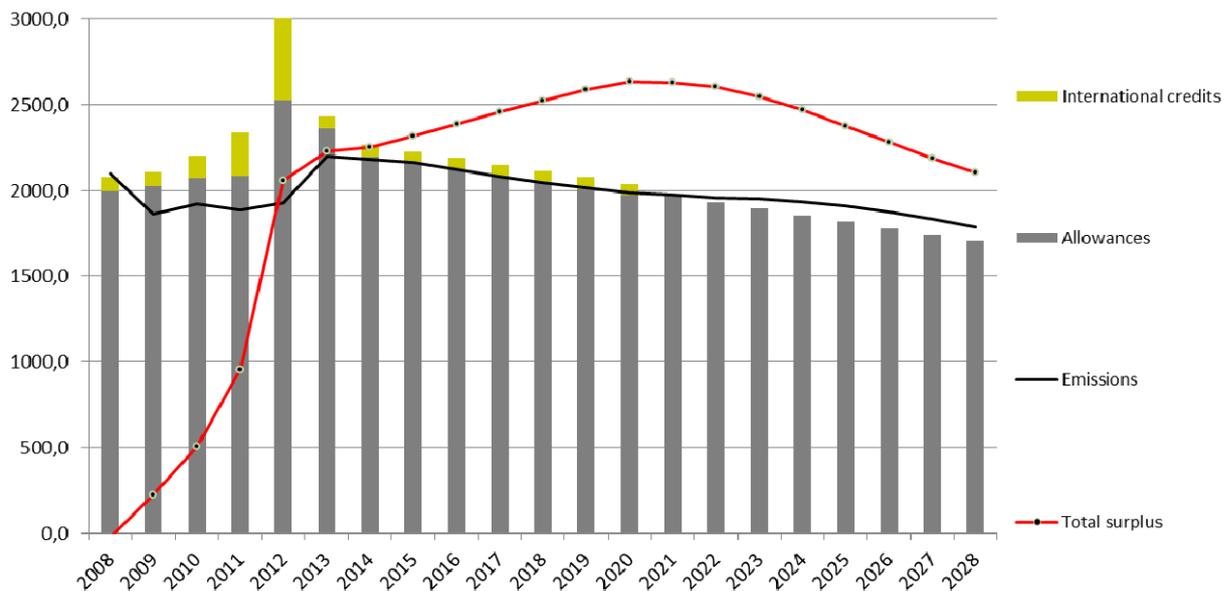
Source : ICE Monthly Utility Report, juillet 2014

Annexe 3

Impact de la mesure de *backloading*

La Commission a proposé en novembre 2012 une mesure de court terme qui consiste à reporter en 2019 et 2020 la mise aux enchères de quotas initialement prévue en 2013, 2014 et 2015 : c'est la proposition de « gel » (*backloading*) de 900 millions de quotas, qui a été officiellement validée en février 2014 en modifiant le calendrier de retrait des quotas en 2014, 2015 et 2016. Cette mesure de *backloading* n'a pas pour but de réduire l'excédent structurel de quotas, elle vise plutôt à réguler l'accroissement rapide de l'excédent de quotas lors de la transition de la phase 2 à la phase 3 dû à des facteurs temporaires¹ et à réduire la volatilité des prix que cette transition génère.

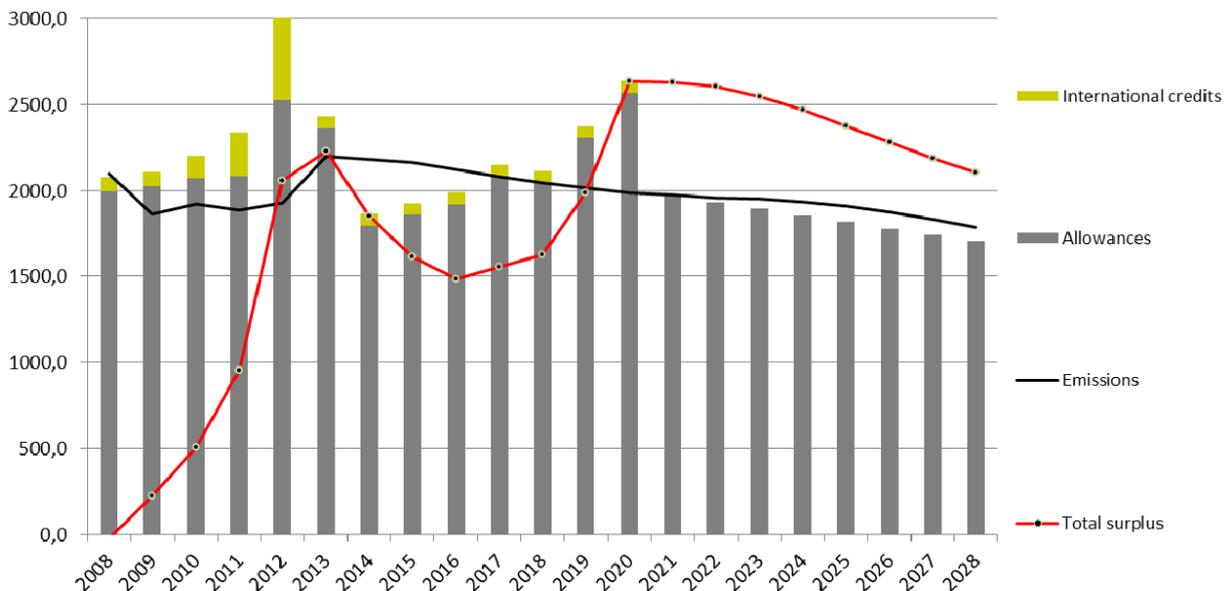
Graphique C – Évolution historique et prévue de l'offre et de la demande jusqu'en 2028 (sans gel de quotas)



Source : Commission Staff Working Document, Impact Assessment, 22 janvier 2014

(1) L'offre de quotas a augmenté en 2012-2013 en raison de la vente à terme de quotas de la phase 3 pour générer des fonds destinés au programme NER 300 pour le captage et le stockage du carbone et les sources d'énergie renouvelable innovantes, de la vente aux enchères anticipée de 120 millions de quotas au dernier trimestre 2012 pour satisfaire la demande de couverture des risques (« hedging needs ») dans le secteur de l'électricité, de la vente de quotas inutilisés dans les réserves nationales pour les nouveaux entrants au cours de la phase 2 et l'afflux, en fin de phase 2, de crédits internationaux dont certains ne seraient plus valables en phase 3. Le nombre de crédits internationaux utilisés à des fins de conformité a ainsi doublé entre 2011 et 2012. Sources : Rapport de la Commission au Parlement européen et au Conseil, État des lieux du marché européen du carbone en 2012 ; Commission Staff Working Document, Impact Assessment, 25 février 2014.

Graphique D – Évolution historique et prévue de l'offre et de la demande avec gel des quotas



Source : Commission Staff Working Document, Impact Assessment, 22 janvier 2014

En diminuant le surplus de quotas en début de phase 3, cette mesure devrait également faire remonter les prix du CO₂ : dans le scénario de référence de la Commission datant de 2013¹, i.e. en l'absence de *backloading* et de réforme structurelle, le prix du CO₂ est de 5 euros/t en 2015 et 10 euros/t en 2020² (en euros 2010). Si la Commission se dit dans l'impossibilité (en raison de trop grandes incertitudes³) de calculer l'impact de cette mesure sur les prix du CO₂, plusieurs études d'analystes confirment l'effet haussier du *backloading* sur les prix du CO₂ à court terme, mais divergent sur son impact à plus long terme (2020) : pour les analystes de Barclays, le *backloading* n'a pas d'effet sur le prix en 2020, alors que pour ceux de Thomson Reuters Point Carbon, il induit une baisse des prix en 2020 (pouvant aller au-delà de – 30 %).

(1) Il s'agit du scénario de référence retenu pour l'analyse d'impact du cadre d'action pour le climat et l'énergie à l'horizon 2030. Le scénario de référence de 2009 prévoyait des prix du CO₂ de 25 euros en 2020 et 39 euros en 2030 (en euros 2008).

(2) European Commission, Impact assessment accompanying proposal for a Decision of the European Parliament and of the Council, 22 janvier 2014.

(3) Les incertitudes portent sur le comportement des acteurs détenteurs de surplus de quotas, sur l'évolution de la demande de quotas pour des besoins de couverture (« hedging ») et également sur la manière dont les acteurs de marché ont déjà plus ou moins anticipé l'impact du *backloading*.

Tableau B – Projections des prix du carbone en l’absence de mesure de « *backloading* » par différents analystes de marché

Quantité gelée	Prix minimum 2013-2015	Prix maximum 2013-2015	2020	Sources
	<i>En euros constants / tCO₂</i>			
Option 0				
0 Mt	4,5	5,5	10	Barclays
0 Mt	4	5	12	Thomson Reuters Point Carbon
0 Mt	4,5	8		Tschach Solutions*
0 Mt	6,2	6,7	29,2	Bloomberg New Energy Finance

* Tschach Solutions ne réalise les projections de prix que jusqu’aux deux premiers semestres de 2014

Tableau C – Projections des impacts de la mesure de « *backloading* » par différents analystes

Quantité gelée	Prix minimum 2013-2015	Prix maximum 2013-2015	Sources
	<i>En euros constants / tCO₂</i>		
Différentes options de « <i>backloading</i> » similaires aux options 1 à 6			
400 Mt	5,5	6	Barclays
	6	8	Thomson Reuters Point Carbon
	7,3	11	Bloomberg New Energy Finance
500 Mt	9,75	19	Tschach Solutions*
700 Mt	7,5	11	Barclays
800 Mt	9	11	Unicredit
900 Mt	10	12	Thomson Reuters Point Carbon
	8,6	20	Bloomberg New Energy Finance
	13	23,5	Tschach Solutions*
1 200 Mt	9	20	Barclays
	13	14	Thomson Reuters Point Carbon

* Tschach Solutions ne réalise les projections de prix que jusqu’aux deux premiers semestres de 2014

**Tableau D – Prévisions de prix du carbone par Barclays
(en euros courants / tCO₂)**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
0 Mt	5,5	5	4,5	4,5	4,5	5	7	10
400 Mt	6	5,5	6	5	4,5	5	7	10
700 Mt	7,5	10	11	8	7	7	8	10
1 200 Mt	9	14	20	13	9	7	10	10

Source : Barclays, Commodities Research, Quarterly Carbon Standard 22 juin 2012, extrait de « Commission Staff Working Document, Impact Assessment, 25 février 2014 »

**Tableau E – Prévisions de prix du carbone par Bloomberg New Energy Finance
(en euros courants / tCO₂)**

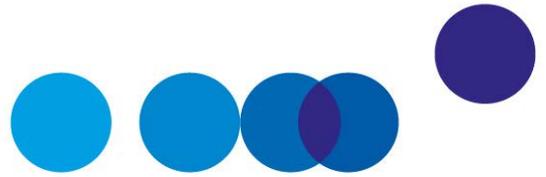
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
0 Mt	6,3	6,2	6,7	7,8	9,0	19,5	24,2	29,2
400 Mt	7,3	8,6	11,0					
900 Mt	8,6	12,6	20,0					

Source : BNEF septembre 2012, extrait de « Commission Staff Working Document, Impact Assessment, 25 février 2014 »

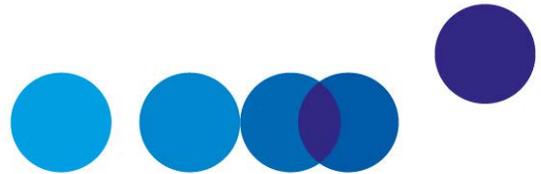
**Tableau F – Prévisions de prix du carbone par Thomson Reuters Point Carbon
(en euros courants / tCO₂)**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
0 Mt	4	4	5	6	8	9	10	12
400 Mt	6	8	7	5	6	7	9	11
900 Mt	10	12	11	5	5	6	6	8
1 200 Mt	13	14	13	7	5	5	6	8

Source : Thomson Reuters Point Carbon, Cancellation is the Magic Word, 27 août 2012, extrait de « Commission Staff Working Document, Impact Assessment, 25 février 2014 »



CONTRIBUTIONS



POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE ET CLIMATIQUE EUROPÉENNE : L'HEURE DU CHANGEMENT

Dieter Helm¹

En 2014, la politique européenne relative à l'énergie et au changement climatique est revenue sur le devant de la scène. L'annexion de la Crimée et la déstabilisation de l'est de l'Ukraine ont soulevé des tensions avec la Russie qui ont atteint des niveaux sans précédent depuis la Guerre froide. L'Union européenne a riposté par un plan de sécurité énergétique et par des sanctions.

Les événements survenus ailleurs dans le monde ont encore compliqué la situation. Au Moyen-Orient, la progression rapide de Daech (« l'État islamique en Irak et au Levant » ou « l'État islamique »), les conflits internes en Libye, la guerre à Gaza et les longues négociations avec l'Iran sur le nucléaire laissent penser que l'optimisme né du « printemps arabe » était pour le moins déplacé, et que l'instabilité chronique est de retour. Aux États-Unis, la révolution énergétique continue de redessiner la géopolitique du pétrole et du gaz : le scepticisme suscité dans un premier temps par ces changements et par l'annonce d'une possible indépendance énergétique nord-américaine cède la place à la reconnaissance d'une transformation ample et pérenne qui concerne tout autant les marchés énergétiques internationaux que l'Europe. La fin du supercycle des matières premières a sur la politique énergétique européenne des répercussions qui sont à la fois extrêmement profondes et très mal comprises. Les prix des matières premières se sont effondrés, notamment ceux du pétrole, tombés sous le seuil des 80 dollars le baril².

(1) Professeur de politique énergétique à l'université d'Oxford. La version originale de ce texte, en anglais, est disponible sur le site de France Stratégie : www.strategie.gouv.fr/publications/lunion-de-lenergie.

(2) À la date où a été rédigé ce texte, en novembre 2014.

En ce qui concerne le changement climatique, il est quasiment certain qu'il ne sera pas donné de suite au cadre international de Kyoto après la Conférence de Paris en décembre 2015. Les émissions par habitant de la Chine ont désormais dépassé celles de l'Europe et il est enfin admis que c'est la première, et non la seconde, qui est au cœur de la problématique du changement climatique. Or la Chine a annoncé qu'elle n'entendait pas plafonner ses émissions de CO₂ avant 2030, donc à une date où celles-ci auront probablement atteint leur plus haut niveau, après quinze nouvelles années d'augmentation. La Conférence de Paris reposera sur une série de « pactes » et d'« engagements », très proches du modèle de l'Accord de Copenhague, et non sur les mesures exécutoires crédibles et légalement contraignantes qui avaient été envisagées par la Conférence des parties de 2011 à Durban.

Les émissions mondiales augmentent désormais au rythme annuel d'environ 3 ppm (parties par million), le seuil de 440 ppm a été dépassé et, en Europe, l'Allemagne voit ses émissions repartir à la hausse, avec un charbon qui domine le bouquet énergétique de production d'électricité. L'objectif d'un réchauffement maximal de la planète de 2 degrés semble hors d'atteinte.

Bien que de nombreux dirigeants européens s'empressent de voir dans ces évolutions extérieures en matière de sécurité et de climat la justification des dispositifs en vigueur, notamment le marché intérieur de l'énergie et le paquet Énergie-Climat, cette position est de plus en plus difficile à tenir. Un changement s'impose.

Ce texte présente une direction possible pour la politique énergétique et climatique européenne. La première partie évoque les fondamentaux économiques, notamment les tendances concernant le prix des matières premières et les technologies. Dans ce contexte, la deuxième partie examine le cadre conceptuel et la façon d'élaborer des instruments politiques de manière à atteindre les objectifs fixés¹. Les trois parties suivantes abordent chaque pilier de la politique : la sécurité, le climat et la compétitivité. La dernière partie envisage les étapes à venir et les options politiques qui s'offrent à l'Europe.

1. Les fondamentaux économiques

La politique énergétique repose sur les principes fondamentaux de l'économie. Ceux-ci peuvent être considérés comme acquis, mais il arrive à certains moments de l'histoire de la politique énergétique qu'un changement structurel vienne modifier la donne.

(1) Cette partie s'appuie sur un article précédent : Helm D.R. (2014), « Situation actuelle des marchés européens de l'électricité et prévisions à moyen terme », in *La crise du système électrique européen : diagnostics et solutions*, France Stratégie, janvier, p. 69-82, www.strategie.gouv.fr/publications/crise-systeme-electrique-europeen.

Aujourd'hui, il n'y a pas un mais deux changements structurels, qui tiennent au coût des combustibles fossiles et aux technologies.

Les politiques énergétiques de l'Europe ont été bâties sur l'hypothèse que le prix des combustibles fossiles allait continuer à augmenter. Au cours des dix dernières années, qui ont vu l'élaboration du paquet Énergie-Climat, la Commission et les principaux dirigeants européens se sont convaincus que les prix du pétrole, du gaz et du charbon poursuivraient leur hausse, de sorte que les énergies renouvelables seraient de plus en plus compétitives et que, d'ici 2020, les subventions commenceraient à disparaître.

Comme toutes les hypothèses risquées sur l'avenir du marché, celle-ci s'est révélée gravement erronée. La politique énergétique ne doit pas être fondée sur le jeu du marché, pour la bonne raison que celui-ci échappe au contrôle des décideurs. En réalité, les prix du charbon ont considérablement chuté, les prix du gaz en Europe ont été divisés par deux en 2014 et les prix du pétrole sont passés en dessous des 80 dollars le baril.

Le supercycle des matières premières qui sous-tendait ces hypothèses a pris fin sous l'effet d'une combinaison de facteurs fondamentaux de l'économie : un ralentissement de la Chine, qui freine la demande ; une augmentation de l'offre, liée notamment à l'apparition des huiles et gaz de schiste et à l'accroissement notable de la production des États-Unis. Les cours élevés du supercycle ont causé leur propre perte, et les marchés ont réagi en conséquence. Les prix des matières premières sont au plus bas depuis cinq ans et continuent de dégringoler. Il est peu probable que la fin du supercycle des matières premières se stabilise dans un avenir proche, malgré les projections réalisées par certains organismes officiels tels que l'AIE (Agence internationale de l'énergie). De fait, l'AIE n'est pas connue pour la fiabilité de ses prévisions. À la fin des années 1970, lors d'un pic similaire du cycle des matières premières, cette agence a anticipé une hausse du cours du pétrole, lequel a en réalité enregistré une forte baisse. Elle n'est pas davantage parvenue à prédire les brutales chutes actuelles et ses projections d'une hausse des cours à l'avenir ne sont guère crédibles (qu'elles se vérifient ou non).

Le supercycle des matières premières s'est inversé pour des raisons économiques fondamentales. Les prix élevés entraînent une hausse des investissements dans l'approvisionnement ainsi qu'une plus grande efficacité énergétique, et ils tendent à freiner la croissance économique. En définitive, la baisse de la demande se heurte à la hausse de l'offre. Une fois les cours effondrés, les pays producteurs peinent à équilibrer leur budget, et ils ont tendance à accroître leur offre pour compenser. En fin de compte, ces facteurs s'affaiblissent et le cycle recommence, sauf nouvelle alternative moins chère. Dans le cas du pétrole, la demande de transport est dépendante du processus d'électrification et le solaire de nouvelle génération pourrait sévèrement empiéter sur la demande de pétrole. Il se peut même que la demande de pétrole ne se rétablisse jamais

complètement : autrement dit, c'est peut-être la demande de pétrole qui a atteint son maximum, et non l'offre.

La baisse des cours des matières premières a des répercussions importantes en matière de politique énergétique. Les subventions apportées aux énergies renouvelables devront être permanentes et non temporaires si l'Europe doit continuer à lutter contre le changement climatique avec des éoliennes et autres sources renouvelables de la génération actuelle. Les combustibles fossiles resteront compétitifs, à moins que le prix du charbon n'augmente considérablement. Pour le nucléaire, cela signifie qu'avec les coûts de développement actuels, les nouvelles installations nucléaires devront lutter avec un charbon et un gaz qui seront moins chers en l'absence d'un prix élevé du carbone.

La fin du supercycle des matières premières coïncide avec des perspectives de changement technologique rapide. Si les énergies renouvelables actuelles (n'en déplaise à la plupart des prévisions officielles et aux dénégations optimistes qui visent à masquer les erreurs politiques commises) ont peu de chances d'être un jour véritablement compétitives, voire de répondre de manière adéquate aux défis majeurs posés par le réchauffement de la planète, les technologies de nouvelle génération, en particulier s'agissant du solaire, ont le potentiel pour effectuer une percée importante. En effet, le développement de nouvelles applications photovoltaïques en couche mince ainsi qu'une utilisation plus large du spectre optique laissent penser que le solaire pourrait entrer en concurrence directe avec les combustibles fossiles. Le graphène et les nanotechnologies ajoutent un vaste éventail de technologies interactives. D'importantes avancées sont prévues en ce qui concerne le stockage, le transport d'électricité, les nouvelles technologies de transmission et de distribution ainsi qu'une plus grande utilisation des réseaux intelligents dans l'ensemble de l'industrie, en particulier du côté de la demande. Les échelles de temps sont incertaines, mais n'oublions pas que la diffusion des technologies mobiles et d'internet au cours des deux dernières décennies a été extrêmement rapide. En outre, étant donné que les énergies renouvelables existantes ne peuvent pas résoudre la question du changement climatique, nous n'avons pas d'autre choix que d'accélérer les processus de recherche et développement et d'innovation dans le domaine des énergies renouvelables de nouvelle génération. Les milliards d'euros dépensés dans les énergies éoliennes et solaires de la génération actuelle ont malheureusement une utilité limitée et absorbent en parallèle l'argent des consommateurs, qui aurait pu être mis à meilleure contribution dans la recherche et le développement.

Toutes ces technologies laissent entrevoir que l'économie de l'électricité pourrait se rapprocher de l'économie d'internet : coût marginal nul, contrats à prix fixe et obsolescence rapide.

L'ensemble de ces éléments offre la perspective d'un avenir très différent pour les industries énergétiques, et une politique en la matière doit être élaborée en tenant

compte de ces incertitudes. Mais l'histoire des politiques énergétiques pointe vers une toute autre conclusion : les décideurs sont souvent enclins à tenir les technologies pour acquises et à considérer la tendance actuelle de l'évolution des prix comme permanente. Ils regardent vers le passé au lieu d'envisager l'avenir en se laissant des marges de manœuvre assez grandes pour accueillir des hypothèses de prix pour les matières premières très différentes des cours actuels et la possibilité de ruptures technologiques surprenantes.

2. Un cadre conceptuel pour la politique énergétique européenne

Une politique doit pouvoir s'adapter aux évolutions à venir. Dans cette optique, il n'y a rien de difficile en soi, d'un point de vue conceptuel, à élaborer un cadre structurel européen adapté en matière d'énergie et de changement climatique. C'est au niveau politique que le bât blesse. Ce cadre structurel suppose trois éléments clés : des objectifs bien définis, des arbitrages clairs lorsque ces objectifs entrent en conflit et un ensemble d'instruments politiques pour les atteindre.

2.1. Les objectifs ne sont pas définis

Une des raisons pour lesquelles la politique énergétique et climatique de l'Union européenne est si confuse tient au fait qu'aucun de ses objectifs n'a été véritablement défini. Les dirigeants politiques européens se sont dérobés, par crainte de devoir expliquer aux citoyens les répercussions de leurs choix politiques. En revanche, on a beaucoup vanté la prétendue compatibilité mutuelle du « trilemme », qui devait permettre aux citoyens européens à la fois de vivre en sécurité, de réduire leur empreinte carbone et de disposer d'une énergie compétitive et abordable. Hélas, un tel alignement des planètes est impossible.

Définir un objectif ne consiste pas simplement à énoncer des platitudes politiques. Un objectif implique une définition claire et non ambiguë de ce qui doit être atteint. Il doit pouvoir faire l'objet d'un suivi et d'une évaluation. Se dire en faveur de « plus de sécurité » n'est pas un objectif mais une vague aspiration. La « sécurité » doit être définie, et l'objectif doit avoir un contenu empirique. Cela suppose d'apporter des réponses à certaines questions. Qu'est-ce que la sécurité ? Quel est le niveau à atteindre ? Quelles sont les causes du changement climatique à cibler en priorité ? L'objectif désigne-t-il les émissions mondiales et, si oui, quelle est la cible et sur quelle période ? S'intègre-t-il dans un objectif mondial ou s'agit-il d'une cible décidée unilatéralement, quitte à ce que les émissions mondiales continuent d'augmenter ? Une augmentation de l'ensemble des gaz à effet de serre est-elle grave si, par exemple, les émissions de dioxyde de carbone diminuent ?

Non seulement les objectifs en matière de sécurité et de climat sont mal définis mais de nombreux aspects échappent également au contrôle de l'Union européenne. Or un objectif qui ne peut être atteint parce que l'Union européenne n'a pas de prise sur les variables n'est pas un objectif correctement défini sur le plan politique. Cependant il est évident que l'Union européenne ne peut pas contrôler les émissions mondiales ni la totalité des sources d'approvisionnement énergétique, à moins que la sécurité n'implique l'autarcie et l'autosuffisance, auquel cas elle serait si coûteuse qu'elle en deviendrait impossible dans n'importe quel scénario politique réaliste.

À la sécurité d'approvisionnement et à la lutte contre le changement climatique, l'Union européenne ajoute souvent un troisième objectif, parfois dénommé « compétitivité » ou « préservation du pouvoir d'achat ». Il vaudrait mieux considérer cette notion comme le *résultat* de la poursuite des autres objectifs et des marchés internationaux. En théorie, l'Union européenne pourrait chercher à ce que le coût de l'énergie ne dépasse pas une valeur maximale, ajustée selon les taux de change, dans l'ensemble des États membres ou dans une partie d'entre eux. Elle pourrait même être tentée de limiter les coûts énergétiques d'un groupe spécifique – par exemple les sociétés opérant à l'international ou les 10 % des acheteurs au détail les plus pauvres –, en dessous d'un certain seuil international. Toutefois, puisque l'Union européenne a peu ou pas de prise sur les prix internationaux, et n'est guère en mesure de définir les prix et les politiques énergétiques dans les autres pays, le défi est de taille. Et cela avant même de fixer des objectifs en matière de sécurité et de carbone à la place des prix.

2.2. Les arbitrages entre les objectifs ne sont pas clarifiés

Si aucun des objectifs n'est correctement défini, il n'est guère possible d'élaborer de manière sérieuse un cadre politique cohérent. Mais à supposer qu'ils le soient, l'étape suivante consisterait à clarifier les arbitrages. Car contrairement à ce que veulent nous faire croire les discours politiques et certains lobbyings d'ONG, les conflits ne manquent pas. Par exemple, on pourrait renforcer la sécurité en brûlant davantage de charbon. En effet, le charbon est disponible en abondance et de provenances variées, il peut être aisément stocké et aucune perturbation grave de l'approvisionnement ne pointe à l'horizon. Aucun pays ne peut jouer le rôle de l'OPEP sur le marché du charbon. Des gisements existent en Europe même. En outre, le charbon est peu coûteux – à moins de fixer un prix élevé du carbone (explicite ou implicite en le répercutant sur le prix des technologies à faible teneur en carbone) et des prix sur les polluants associés à la production et à la consommation de charbon. Et pourtant le charbon est le dernier combustible vers lequel se tourner pour mener une politique crédible de lutte contre le changement climatique. La solution parfois avancée pour résoudre ce problème, par le captage et le stockage du dioxyde de carbone (CSC), est peu susceptible d'avoir un impact significatif : la taille des réservoirs qui seraient nécessaires pour la séquestration

du dioxyde de carbone est, compte tenu du volume de gaz, sans commune mesure avec le niveau et la croissance des émissions.

Ce n'est là qu'un exemple des difficiles arbitrages nécessaires pour atteindre les objectifs. Ces arbitrages, l'Union européenne a soigneusement évité de les rendre, et l'on voit bien, avec cet exemple, l'incohérence qu'il y aurait à poursuivre une politique de lutte contre le changement climatique en accroissant la consommation de charbon dans toute l'Europe. L'Allemagne en fournit une illustration frappante, elle qui promeut les politiques « vertes » tout en augmentant considérablement sa consommation de charbon et en créant de nouvelles centrales thermiques alimentées au charbon. La couleur « marron » paraît plus adéquate que le vert pour décrire la voie très polluante choisie par l'Allemagne.

2.3. Les instruments politiques ne ciblent pas correctement les objectifs

Même si les objectifs et les arbitrages sont définis, un ensemble crédible et cohérent d'instruments politiques est indispensable à leur mise en œuvre. Au lieu de cela, on a une pléthore de mesures destinées à apaiser les lobbies et autres groupes d'intérêt. En ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement, les instruments retenus sont ceux qui suscitent le moins de réticences. Il n'y a donc aucune tentative sérieuse¹ pour obliger Gazprom à respecter les règles européennes de la concurrence, ou pour lui interdire un certain nombre de dispositions contractuelles relatives à l'interdiction de revente du gaz ou à la discrimination dans les prix pratiqués, ni aucune décision de développer des gazoducs alternatifs crédibles comme Nabucco.

La situation est encore pire en ce qui concerne le changement climatique. Il existe une multitude de mesures mal définies qui se recoupent, du soutien très coûteux aux technologies « gagnantes » jusqu'au système d'échange de quotas d'émissions (ETS), défini à un niveau si bas qu'il ne produit aucune différence notable, alors que les actions crédibles en matière de recherche et développement sont inexistantes. Rien n'est sérieusement tenté pour résoudre les conflits ou les chevauchements entre ces mesures.

En conclusion, l'Europe n'a fixé ni objectifs clairs ni arbitrages entre les objectifs ; les outils dont elle dispose sont à la fois confus, redondants et mal corrélés aux objectifs. La théorie est simple, mais en pratique l'Europe fait figure de cancre. On en trouve le reflet dans chacun des principaux domaines de préoccupation que nous allons maintenant évoquer.

(1) Ce texte a été écrit en novembre 2014 avant que la Commission européenne ne lance le 22 avril 2015 une procédure pour entrave à la concurrence à l'encontre de Gazprom en faisant parvenir au groupe russe une « communication de griefs » (Note de l'éditeur).

3. Les objectifs pour 2030 et les instruments relatifs au changement climatique

Depuis deux ans au moins, la Commission examine les propositions d'un nouvel ensemble d'objectifs pour 2030 portant sur le carbone, les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. En octobre 2014, le Conseil des ministres a convenu d'un objectif de 40-27-27. Le chiffre 40 se rapporte à la production de carbone (et non à sa consommation), les deux autres sont dans le meilleur des cas des objectifs intermédiaires, mais sont en fait plutôt des instruments. La situation est confuse, sans les objectifs clairs et définis évoqués ci-dessus.

Cette série d'objectifs s'appuie sur la série précédente de 20-20-20. Dans les deux cas, l'approche est politique, avec un contenu économique faible, pour ne pas dire inexistant. Comme expliqué dans *The Carbon Crunch*¹, l'objectif des « 3 x 20 » risque fort de ne pas être efficace : la probabilité que la totalité des objectifs atteigne le chiffre magique de 20 en 2020 est proche de zéro. Et cela se confirme déjà. Les résultats observés s'expliquent principalement par la crise économique, qui a abaissé le PIB européen de près de 20 % en dessous des prévisions réalisées lors de la formulation des objectifs 20-20-20. La crise a également contribué à l'atteinte des objectifs relatifs aux énergies renouvelables : la demande énergétique totale a reculé en raison de la baisse du PIB et de la hausse des prix.

L'objectif en matière d'énergies renouvelables n'a que peu ou pas de rapport avec le changement climatique. Les énergies renouvelables actuelles ont un impact négligeable sur les émissions globales et, en tirant les prix européens de l'énergie vers le haut, elles encouragent la désindustrialisation et creusent ainsi le fossé entre la production de carbone et la consommation de carbone. Elles sont aussi incroyablement chères, d'autant plus que les prix des matières premières chutent. Les subventions ne disparaîtront donc pas entre 2020 et 2030 : au contraire, elles deviendront un élément permanent de la scène budgétaire européenne, avec la définition d'un nouvel objectif à 2030 en matière d'énergies renouvelables, et affecteront de manière pérenne les factures des consommateurs.

Pourquoi donc répéter cette folie pour 2030 ? La réponse dépend surtout du lobbying exercé par tous les bénéficiaires de subventions et des campagnes menées par les groupes écologistes. L'objectif de 20 % d'énergies renouvelables a créé d'importantes rentes économiques, que se disputent activement les entreprises et les organisations. Le secteur des énergies renouvelables a engendré ainsi de puissants et redoutables lobbys.

(1) Helm D.R. (2013), *The Carbon Crunch: How We're Getting Climate Change Wrong—and How to Fix It*, Londres, Yale University Press.

L'objectif relatif à l'efficacité énergétique est trop mal défini pour présenter la moindre cohérence. Est-il indépendant du prix, donc des élasticités aux prix et aux revenus ? Quelle est l'analyse contrefactuelle ? On en vient à douter qu'il y ait même une réponse à ces questions.

L'objectif global de réduction de la production de carbone de 40 % a certes le mérite politique d'être le double de 20 %, mais encore une fois, on ignore quelle relation il entretient avec les émissions mondiales. Il est présenté comme étant unilatéral et porte sur la production plutôt que sur la consommation. Il est cependant « flexible » et dépendra des propositions de la Conférence de Paris 2015. Pour l'instant, la Chine a refusé le moindre plafonnement jusqu'en 2030. Quel que soit le chiffre final, l'objectif ne dit rien sur l'empreinte carbone de l'Europe, donc sur la consommation de carbone.

Un objectif carbone global efficace visant à lutter contre le changement climatique mondial devrait répondre à ces questions. Une fois celui-ci défini, rien ne peut normalement empêcher la mise en place d'instruments politiques sous leur forme la plus efficace. Cela suppose qu'un prix du carbone soit établi, et les stratégies actuelles et les propositions de l'Union européenne se distinguent par la multiplicité de leurs prix explicites et implicites du carbone. Le système européen d'échange de quotas d'émissions propose un seul prix, actuellement bien en deçà des 10 euros, et ne présente donc aucun intérêt pour arbitrer entre le charbon et le gaz ou pour encourager le développement d'une production à faible teneur en carbone. Il permet simplement aux traders de gagner beaucoup d'argent, protège les acteurs historiques et offre une couverture politique à l'absence d'actions concrètes.

Les énergies renouvelables comportent une autre série de prix du carbone, de façon implicite. Ainsi, l'énergie éolienne en mer (offshore) a un prix du carbone implicite de plus de 200 euros par tonne, une fois le coût intégral pris en considération (soit environ le tarif britannique de rachat garanti et *avant* de tenir compte du réseau et des impacts de l'intermittence). Les nouvelles énergies nucléaires ont un prix trois fois plus élevé que le prix de gros moyen de l'Union européenne, et supposent donc également une importante taxe implicite sur le carbone.

Quelles seraient les caractéristiques d'une politique crédible sur le carbone ? Elle comporterait les trois éléments suivants :

- un objectif conditionnel de consommation de carbone ;
- un prix du carbone crédible à long terme, stable et constamment en hausse ;
- une politique de recherche et développement axée sur les futures énergies renouvelables.

Ces trois éléments brillent par leur absence. Il en résulte que l'action de l'Union européenne n'a guère d'incidence sur la réduction de ses émissions globales, ses prix du

carbone ont un impact négligeable et elle passe à côté de l'opportunité de développer des énergies solaires de nouvelle génération ainsi qu'un éventail de technologies susceptibles de faire la différence tout en contribuant à la croissance de son économie.

Si ces trois éléments ne sont pas mis en place, la proposition de l'Union européenne d'un paquet global sur le changement climatique de 40-27-27 n'améliorera pas la sécurité, nuira à la compétitivité et rendra l'électricité moins abordable pour les petits consommateurs, notamment ceux victimes de précarité énergétique. Les composants 27-27 sont particulièrement inutiles. L'objectif total de réduction des émissions de 40 % manque sa cible, mais si encore il était le seul objectif exécutoire rattaché à un système d'échange de quotas d'émissions réformé, il produirait au moins un prix du carbone permettant d'offrir *certaines* incitations à la décarbonisation. Un objectif de consommation de carbone serait plus intéressant et répondrait, avec un mécanisme d'ajustement du prix du carbone aux frontières, à certains problèmes de compétitivité. Les détails pratiques dépassent le cadre de ce texte. Toutefois, contrairement à certaines suggestions selon lesquelles une telle approche serait inutilement complexe, il est important de garder à l'esprit que la majorité des échanges de carbone relève d'un petit nombre d'industries intensives en énergie et qu'il existe des options en amont et en aval. Même si ces mesures sont nécessairement approximatives, il vaut mieux avoir à peu près raison que précisément tort (comme avec les approches axées sur la production).

4. Le plan de sécurité d'approvisionnement de l'Union européenne

Les objectifs en matière de sécurité d'approvisionnement sont vagues et généraux. Certains prétendent que la sécurité se mesurant par la dépendance totale à l'égard des importations, l'objectif est donc de réduire celle-ci. Mais pourquoi l'Union européenne voudrait-elle réduire la part de pétrole qui est importée alors que la production est si faible ? Une réduction de la consommation de pétrole ne diminue pas la part de pétrole qui est importée. Son impact économique dépend principalement du prix relatif du pétrole et non du pays d'origine. Personne ne prétend que les importations de charbon doivent être réduites, bien que nombreux soient ceux qui pensent que la part du charbon dans le bouquet énergétique global devrait être moins importante. Pour ce qui est du gaz, on soutient souvent que l'un des objectifs consiste à diminuer les importations totales et aussi à réduire les importations de gaz russe. Encore une fois, la meilleure politique à court terme pour réduire les importations de gaz, en provenance de Russie et de façon générale, est de brûler davantage de charbon, et l'objectif de sécurité consiste alors à réduire la combustion de gaz, quelle qu'en soit la source.

Les importations de pétrole, de charbon et de gaz ne sont pas la seule interprétation des objectifs en matière de sécurité d'approvisionnement. Il existe des mesures s'adressant à

des domaines plus limités, portant sur les marges de production d'électricité, les risques de coupures de courant et la vulnérabilité de certains pays.

Le second problème rencontré en matière de sécurité réside dans le fait qu'aucun objectif chiffré en pourcentage n'est fourni. Un objectif général reste général et ne constitue au mieux qu'une aspiration. Pour être crédible, un objectif doit être suivi et mesuré. Une aspiration d'ordre général ne satisfait pas à ce critère. La sécurité d'approvisionnement doit être définie. Ce faisant, l'Union européenne doit reconnaître qu'il existe des arbitrages au sein des différents composants de la sécurité d'approvisionnement, ainsi que des arbitrages entre la sécurité d'approvisionnement, les objectifs en matière de changement climatique et la compétitivité et le pouvoir d'achat. Les budgets ne sont pas extensibles : le coût du projet Nabucco a manifestement été considéré comme excessif pour l'Union européenne. La capacité de production de réserve représente encore un coût significatif, comme le stockage stratégique du gaz à l'échelle communautaire. Les gazoducs transfrontaliers pèsent également sur les budgets de l'Union européenne et des États membres. Enfin, si le gaz russe est moins cher que le GNL, quel est l'arbitrage entre la sécurité supplémentaire offerte par le GNL et la dépendance à l'égard des approvisionnements russes ?

Le plan de sécurité de l'Union européenne ne répond pas à ces questions sur les objectifs. Il vise plutôt à faire croire que les mesures déjà adoptées pour réaliser le marché intérieur de l'énergie et décliner le paquet Énergie-Climat sont la base de la mise en œuvre de ses vagues objectifs. En effet, ces deux paquets de mesures sont devenus des objectifs plutôt que des instruments. Ce faisant, l'Union européenne évite les mesures qui auraient réellement fait la différence.

Le plan de sécurité de l'Union européenne pourrait adopter trois approches possibles pour répondre à la menace présumée et réelle que Gazprom et la Russie représentent pour la sécurité des approvisionnements européens en gaz. Ces trois approches sont les suivantes : la proposition polonaise d'une union énergétique avec un acheteur unique ; l'application des règles de concurrence à l'égard de Gazprom et des contrats que les sociétés gazières européennes peuvent conclure avec celui-ci ; enfin, l'investissement direct dans des alternatives et dans la protection mutuelle, avec les gazoducs et les installations de GNL associés. Dans les trois cas, l'objectif implicite est de réduire la position dominante de Gazprom sur le marché, mais pas nécessairement de réduire la dépendance de l'Europe envers les importations, qu'elles proviennent de Russie ou d'ailleurs.

Un acheteur centralisé unique ferait office d'organisme contractant la totalité du gaz russe pour le compte des États membres et des sociétés qui cherchent à importer ce gaz. Il disposerait d'un pouvoir maximal de marché puisque Gazprom devrait choisir entre cesser d'approvisionner l'Europe ou accepter ses conditions. Celles-ci pourraient inclure le droit pour les clients de Gazprom de revendre du gaz, la mise en place d'une

tarification liée au coût et l'interdiction de toute discrimination par les prix pour d'autres motifs que les coûts. Les Russes se retrouveraient alors confrontés à la perspective d'une perte de revenus considérable et à toutes les répercussions que cela impliquerait pour un pays dont le budget national dépend à 70 % des revenus du pétrole et du gaz, dans l'hypothèse où un accord ne serait pas trouvé. Un acheteur centralisé partiel pour les seuls pays de l'Est aurait un impact moindre, mais réduirait néanmoins la discrimination.

Une solution alternative, qui pourrait entraîner un résultat similaire, serait d'appliquer le droit de la concurrence à l'égard de Gazprom. Le droit de la concurrence européen repose sur les deux piliers de l'interdiction de l'abus de position dominante et de la discrimination. On peut dire que Gazprom enfreint ces deux principes. Il exploite en outre son pouvoir politique et national pour influencer le marché. Si Gazprom faisait l'objet du même acharnement que Microsoft hier et Google aujourd'hui, les entreprises européennes ne seraient pas autorisées à conclure les types de contrats dans lesquels elles sont aujourd'hui engagées avec Gazprom. L'interdiction de la revente serait illégale, tout comme l'influence induite sur les flux de rebours. L'indexation des prix du gaz sur le pétrole pourrait aussi faire l'objet de pressions. La discrimination par les prix sur le marché serait également illégale.

La protection mutuelle pourrait également faire partie d'un plan de sécurité énergétique européen cohérent. Elle comporterait non seulement l'obligation de venir en aide à tout État membre confronté à une pénurie de gaz, mais elle s'étendrait au stockage du gaz et au contrôle du stockage par l'Union européenne. Une union énergétique jouirait de la disponibilité du stockage de gaz et des gazoducs transfrontaliers garantissant l'acheminement vers les différentes régions de l'Union européenne, et des pouvoirs nécessaires pour régir l'utilisation de ce gaz en cas de menace. Elle pourrait bénéficier d'un soutien financier (peut-être par l'intermédiaire de la BEI) permettant de réaliser des investissements propices à la sécurité, notamment en matière d'installations de GNL, de gazoducs d'interconnexion névralgiques et de stockage stratégique.

Garantir une capacité de production d'électricité suffisante pour éviter les coupures de courant et la flambée des prix demeure une préoccupation nationale de premier plan. Le traité de Lisbonne laisse le choix du bouquet énergétique aux États membres. Il est clair cependant que la sécurité d'approvisionnement pour la production d'électricité relève d'une question de « portefeuille » et que les effets de portefeuille augmentent avec le nombre d'interconnexions. Plusieurs facteurs se combinent pour en faire une question résolument européenne.

Les deux principaux facteurs sont les suivants : la plus grande attention portée aux technologies des câbles électriques et des transferts d'électricité ainsi que les problèmes d'intermittence de l'approvisionnement à partir d'énergies renouvelables en plein essor. Ceux-ci augmentent les avantages sous-jacents des interconnexions entre les pays, dont

les politiques énergétiques nationales et les intérêts des acteurs historiques ont jusqu'à présent réussi à limiter le développement.

Un réseau électrique européen présente de sérieux avantages, car il peut à la fois, et de manière économiquement efficace, gérer l'approvisionnement en électricité, contribuer à diminuer la volatilité des prix dans l'Union européenne et offrir une bien meilleure sécurité d'approvisionnement. Les interconnexions offrent d'autres avantages, comme la diminution de la capacité totale nécessaire pour répondre à une demande spécifique d'électricité. En outre, un réseau électrique européen améliore considérablement la sécurité d'approvisionnement, en électricité mais aussi en gaz, lorsque le gaz constitue le combustible d'appoint de la production d'électricité.

À l'heure où l'intermittence amplifie les problèmes de sécurité d'approvisionnement et où les anciennes centrales sont mises hors service, l'inadéquation d'un marché de gros de l'électricité ne reposant que sur l'énergie devient de plus en plus manifeste. Une forme de mécanisme de capacité ou de paiement de capacité sera nécessaire dès lors que les marges de capacité se réduiront (prochainement dans certains pays comme le Royaume-Uni et à plus long terme dans les pays disposant d'un excédent de capacité comme l'Allemagne). L'adoption d'une approche européenne commune dans la conception des marchés de capacité présente manifestement des avantages en termes de compétitivité. C'est pourtant l'inverse qui se produit, une fragmentation accrue des marchés. Il en résulte un conflit direct entre cette approche de la sécurité d'approvisionnement et l'agenda de la compétitivité.

5. Compétitivité et pouvoir d'achat

Pendant que l'Union européenne poursuit ses objectifs en matière de changement climatique et de sécurité, le monde qui l'entoure évolue. Les marchés énergétiques ont connu deux évolutions majeures. Côté demande, le supercycle des matières premières semble être terminé, alors que le rattrapage économique de la Chine commence à ralentir et que la normalisation de la croissance économique du pays s'impose à nouveau progressivement après deux décennies d'expansion spectaculaire. Côté offre, la révolution du pétrole et du gaz non conventionnels a inversé la position des États-Unis dans le domaine de l'approvisionnement énergétique, et il est attendu que d'ici 2020, ces derniers auront beaucoup moins recours aux importations et commenceront même à exporter en grande quantité. Ce phénomène influe à son tour sur les approvisionnements de pétrole et de gaz sur le marché international et entraîne par conséquent une pression moindre sur les prix. En 2014, la chute des prix des matières premières s'est amplifiée.

Cela a deux répercussions majeures sur l'Union européenne. D'abord, le fossé entre les coûts énergétiques aux États-Unis et en Europe s'est creusé. Même s'il est vrai que l'Union européenne a connu une désindustrialisation notable au cours des

vingt dernières années et enregistre aujourd'hui une croissance très faible, l'impact à la marge sur les implantations industrielles, sur la compétitivité des industries existantes intensives en énergie, et par conséquent sur l'emploi et la croissance, est significatif.

Le deuxième effet est l'élargissement du fossé entre les combustibles fossiles et les énergies renouvelables actuelles. Il n'est plus possible de croire que les énergies renouvelables actuelles de l'Union européenne seront économiquement compétitives d'ici 2020, en raison de la fin du supercycle des matières premières et des fondamentaux de l'économie ; cela entraîne une augmentation significative des coûts des différents objectifs proposés pour 2030. Le paquet de mesures de 2008 sur le changement climatique reposait sur l'*hypothèse* selon laquelle les prix du pétrole et du gaz continueraient à augmenter et sur l'idée qu'un prix du carbone mondial et européen élevé serait appliqué. Les faits démontrent exactement le contraire. Le prix du quota sur le marché ETS se situe autour de 6 euros actuellement, le cours du pétrole est descendu en dessous de 80 dollars le baril et, sur l'année 2014, les prix européens du gaz ont été divisés par deux. Les prix du charbon continuent à s'effondrer et d'autres matières premières, notamment le minerai de fer, sont révélatrices d'un marché global des matières premières très affaibli.

Il est absurde de prétendre que les propositions européennes spécifiques portant sur le changement climatique amélioreront la compétitivité. Elles ne contribueront guère à la sécurité d'approvisionnement. Les questions d'intermittence pourraient même aggraver la situation.

L'objectif en matière de compétitivité est, comme ceux concernant la sécurité et le carbone, mal défini. Les objectifs de prix relatifs ne sont pas mesurés et très peu d'instruments, en dehors des subventions, sont en place pour y parvenir. La grande majorité de l'infrastructure énergétique est établie à n'importe quel moment, les instruments politiques doivent donc axer leurs efforts sur la compétitivité future et non sur le présent.

6. Quelle est la prochaine étape pour l'Europe ?

Une répétition de l'échec des prévisions 2020-20-20 n'est pas inévitable. La Commission entrante a hérité du passif de la Commission sortante, mais elle est en mesure de prendre des décisions réelles sur la voie à suivre. Avec un objectif unique en matière de carbone, elle aura besoin d'un prix du carbone sérieux. Cela n'est pas possible avec le système européen d'échange de quotas d'émissions actuel, ni avec les différentes propositions de remaniement de celui-ci, qui seront probablement insuffisantes. Par conséquent, il est d'abord demandé à la nouvelle Commission de trouver un moyen de rectifier cet instrument politique stratégique.

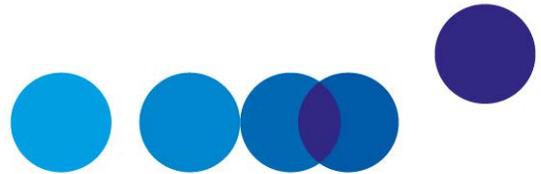
Il serait judicieux de faire figurer une conditionnalité à l'objectif carbone global. La composante « flexibilité » est essentielle. Si la Chine n'applique aucun plafonnement d'ici 2030 (elle a proposé un plafond après 2050), si l'Inde n'adopte aucun objectif, si la Russie fait obstruction, si le Canada, l'Australie et le Japon ne s'engagent guère et si l'Afrique reste exclue, il est légitime de se demander si un objectif fixé par l'Union européenne peut avoir une influence sur le réchauffement de la planète.

Un objectif de consommation de carbone associé à une taxe carbone aux frontières, initialement réservée aux principales industries intensives en énergie concernées, rend une action unilatérale plus plausible car il améliore les problèmes de compétitivité. Dans ce cas, l'objectif est clairement défini, le compromis avec la compétitivité est au moins partiellement abordé et l'instrument politique est en adéquation.

Sur le plan de la sécurité, aucun problème grave n'est à déplorer pour les approvisionnements en charbon ou en pétrole, et aucune mesure complémentaire n'est véritablement nécessaire. L'accent doit être mis sur le gaz et, dans un climat de chute des prix et d'abondance des approvisionnements, la question porte principalement sur Gazprom et la Russie. Une union énergétique faisant office d'acheteur unique ou l'application stricte de la politique de la concurrence vis-à-vis de Gazprom aurait des effets importants. Les sources d'approvisionnement alternatives potentielles étant nombreuses, l'obstacle n'est pas la pénurie physique de gaz mais l'infrastructure. Cette infrastructure est à l'évidence un instrument politique.

Pour la sécurité d'approvisionnement en électricité, la question des marges de production en présence d'énergies renouvelables intermittentes est essentiellement une préoccupation nationale. À mesure que les marges diminuent, il est avantageux de passer par des contrats de capacité. Les différents modèles nationaux limitent la concurrence, et la nouvelle Commission doit envisager un moyen de les harmoniser. La taille du portefeuille dépend de la taille du marché et les interconnexions ont un rôle primordial à jouer à cet égard. Le passage à un réseau européen est un objectif politique qui doit recevoir davantage d'attention.

Mais pendant que la Commission lutte avec ces politiques spécifiques, l'étape la plus importante qu'elle pourrait franchir serait de définir correctement les objectifs. Cela forcerait les dirigeants politiques à faire des choix et cela changerait la donne.



POLITIQUE EUROPÉENNE DE L'ÉNERGIE : DOGME OU STRATÉGIE ?

Marc Oliver Bettzüge¹

Introduction

Entre 1990 et 2007, la politique énergétique européenne a consisté essentiellement à créer un vaste marché de l'énergie intégré et concurrentiel. Ce n'est pas un hasard si cet esprit de coopération a également inspiré l'approche initiale de l'Union européenne (UE) lors des négociations sur le changement climatique : on a vu ainsi l'UE se fixer un objectif commun (la « bulle européenne »), avec un partage non homogène des charges, lors de la conférence de Kyoto, et mettre en place un système d'échange de quotas d'émissions (EU ETS) fondé sur le marché – système qui demeure aujourd'hui le plus important de ce type au monde.

Ces dix dernières années, toutefois, l'approche a changé. Depuis le Conseil européen de 2007 du moins, marqué par la définition des objectifs « 20-20-20 », la politique énergétique de l'UE est déterminée par la croyance en un Graal trinitaire comprenant une réduction des émissions de CO₂, une augmentation de la part de l'énergie fournie par des sources dites renouvelables et une diminution de la consommation énergétique européenne.

Ces trois dimensions assorties d'objectifs quantitatifs semblent avoir acquis aujourd'hui le statut de dogme dans le débat européen sur la politique énergétique. L'approche « 20-20-20 » conférait aux responsables nationaux une légitimité appréciée pour une intervention politique sur les marchés nationaux de l'énergie, en particulier dans le secteur de l'électricité. Si le libéralisme et l'intégration de l'UE impliquaient une moindre influence des décideurs politiques nationaux dans le domaine de l'énergie, l'idéalisation des objectifs « 20-20-20 » a permis de justifier un regain d'activité réglementaire au niveau national, avec une coordination très faible entre les différents États membres.

(1) Directeur de l'Institut de l'économie de l'énergie à l'université de Cologne. Cet article date d'avril 2015. La version originale en anglais, qui seule fait foi, est disponible sur le site de France Stratégie : www.strategie.gouv.fr/publications/lunion-de-lenergie.

Par ailleurs, les mesures mises en place pour atteindre ces trois objectifs pâtissent d'un manque de cohérence, non seulement entre les États membres, mais aussi entre elles. Le caractère global du système ETS semble notamment ne pas être bien pris en compte, car les décideurs continuent d'introduire des mesures complémentaires au niveau national ou européen, en particulier pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Aucune de ces mesures ne peut avoir d'impact significatif sur le niveau d'émissions dans les secteurs visés par l'EU ETS.

Enfin, les conflits avec d'autres objectifs politiques, tels que la création de richesse, l'équité de répartition ou les intérêts géopolitiques, ne sont pas bien traités. De sorte que les évolutions internationales, par exemple sur les marchés des carburants, en matière de technologies, de géopolitique ou de négociations sur le changement climatique, n'ont aucun ou peu d'impact sur la politique énergétique européenne. Tout se passe comme si, en matière d'énergie, l'Europe se voyait coupée du monde ou bien capable de dominer le monde.

Cette nouvelle approche fondée sur la microgestion d'objectifs spécifiques, qui relève davantage du dogme que de la stratégie, a conduit à une politique énergétique peu lisible. Lentement mais sûrement, l'Europe se trouve confrontée aux conséquences de cette politique énergétique truffée de contradictions et d'incohérences, aveugle aux évolutions en cours dans le reste du monde. Les prix de l'énergie ne cessent d'augmenter pour les consommateurs européens, l'investissement industriel demeure faible, l'exemple européen ne suffit pas à influencer sur les efforts internationaux en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre et les lignes de faille géopolitiques en Europe sont de plus en plus visibles.

Jusqu'à présent, la réponse des décideurs politiques européens a largement consisté à poursuivre la même approche incohérente, notamment au niveau des États membres. Ces interventions aggravent probablement la situation, du moins sur le long terme, d'autant qu'elles viennent s'ajouter à une pluie de mesures européennes et nationales déjà incohérentes,

Cet article commence par analyser la situation énergétique de l'UE d'un point de vue stratégique. S'écartant du capital politique investi dans les questions d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables, il conclut qu'un besoin d'investissement immédiat n'existe en Europe que pour certaines infrastructures de transport de gaz et d'électricité. À l'inverse, les infrastructures de production d'électricité et d'importation de gaz affichent une surcapacité importante, notamment à cause de difficultés économiques persistantes dans certaines parties de l'UE. De plus, les prix d'importation de l'énergie ont chuté. Tous ces éléments devraient fournir à l'Europe la latitude nécessaire pour limiter les politiques volontaristes au minimum et repenser son approche de la politique énergétique et climatique.

Dans la perspective de cette réévaluation essentielle, le présent article avance que qu'une concurrence européenne sans entrave, rendue possible par davantage d'intégration et d'harmonisation, demeure la meilleure option pour la politique énergétique européenne. Nous montrerons également qu'une revitalisation de l'EU ETS, accompagnée d'une réduction des dispositifs nationaux ou spécifiques à certaines technologies, serait extrêmement profitable à l'Union.

Malheureusement, le traité de Lisbonne et les pratiques politiques actuelles laissent aux décideurs politiques nationaux une marge de manœuvre, qui accroît cette incohérence au lieu de la réduire. Une réforme générale de la stratégie européenne semblant peu probable dans un avenir proche, cet article souligne les effets bénéfiques potentiels d'initiatives bilatérales ou régionales visant à davantage d'intégration.

D'un point de vue géopolitique, il montre que l'Europe doit être envisagée comme un « preneur de prix » par rapport aux tarifs mondiaux de l'énergie, du CO₂ ou du coût mondial des technologies énergétiques, et qu'elle aurait tout intérêt à faire de l'efficacité énergétique un critère central de l'évaluation des différentes stratégies politiques possibles.

Quelle que soit la politique choisie, l'Europe demeurera fortement dépendante des importations d'énergie. Pour rester suffisamment compétitive en termes de coûts sur la scène mondiale, elle doit puiser son approvisionnement en énergie dans son voisinage immédiat. Elle est géographiquement bien située, à proximité de la Russie, du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord, mais toutes ces régions présentent des risques non négligeables d'un point de vue européen. Les risques politiques liés au pays d'approvisionnement deviennent plus pressants encore lorsque les pays de transit sont la Turquie, la Syrie, l'Ukraine ou la Biélorussie.

Compte tenu des fortes incertitudes qui pèsent à la fois sur les évolutions mondiales en matière de climat et d'énergie et sur le contexte géopolitique, le maintien, voire l'accroissement, de la flexibilité est une option à ne pas négliger pour l'Europe. Cet article étudie les moyens de s'en saisir, notamment en améliorant la résilience des infrastructures d'importation et de transport de l'UE et en gardant disponibles toutes les technologies et les voies de transport potentielles pour l'Europe.

Par ailleurs, cet article explique qu'il faut limiter le nombre d'objectifs quantitatifs juridiquement contraignants pour le secteur de l'énergie. Un tableau de bord européen pour le climat et l'énergie devrait, pour être complet, comprendre bien d'autres dimensions que les trois retenues par le Conseil de 2007 ; mais seul l'objectif relatif aux émissions de gaz à effet de serre devrait être juridiquement contraignant.

La première partie de l'article présente brièvement les évolutions mondiales majeures dans le domaine du climat et de l'énergie ainsi que leurs répercussions pour l'UE. La

deuxième partie évoque quatre enjeux structurels clés pour la politique énergétique européenne. Une fois ce contexte établi, la troisième partie propose un examen critique de la politique énergétique européenne, de 2009 aux décisions du Conseil européen à l'automne 2014. La quatrième partie démontre que les deux « solutions miracle » affichées (l'investissement dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique) ne constituent pas des réponses aussi efficaces qu'il est communément admis. En se tournant vers les solutions, la cinquième partie analyse les avantages offerts par le développement de la concurrence au niveau européen et par le système EU ETS. La sixième partie évoque la question de l'organisation du marché, en soulignant que le gouvernement devrait intervenir pour se substituer aux marchés à long terme afin de couvrir les risques d'investissement dans la production d'électricité. La septième partie examine la dépendance accrue de l'UE aux importations et les mesures susceptibles d'y remédier. L'article se conclut par une évaluation des priorités pour définir une stratégie énergétique européenne adaptée aux enjeux actuels.

1. L'UE et les évolutions mondiales

Depuis la crise économique de 2008, les marchés mondiaux de l'énergie se caractérisent par plusieurs grandes tendances¹ : une augmentation continue de la consommation d'énergie (+ 1,264 million de tep, soit + 2,4 % par an), essentiellement dans les pays hors OCDE ; une croissance soutenue de la consommation de charbon (+ 564 millions de tep, soit + 3,2 % en consommation annuelle), presque entièrement due à la Chine (+ 556 millions de tep, soit + 7 % par an) ; une hausse significative de la production de gaz aux États-Unis (+ 106 millions de tep, soit + 3,8 % par an), associée à une implosion du prix du gaz aux États-Unis (passé de 8,85 à 3,71 dollars par million de Btu) ; une importante réduction de la consommation américaine de charbon (- 115 millions de tep, soit - 4,2 % par an) ; et enfin, une hausse phénoménale de la consommation d'énergie provenant des énergies renouvelables non hydrauliques (+ 17,6 % par an), qui reste toutefois à un niveau absolu très bas (279 millions de tep en 2013, soit 2,1 % de la consommation totale d'énergie primaire). Plus surprenant encore, l'explosion de la production de pétrole aux États-Unis (+ 144 millions de tep, soit + 8,1 % par an) a bouleversé le marché mondial, faisant chuter le prix du baril de brut (WTI) à une moyenne de 53 dollars.

La consommation d'énergie primaire dans l'UE a chuté de 118 millions de tep entre 2008 et 2013 (- 1,4 % par an), principalement du fait de difficultés économiques persistantes. Ainsi, la part de l'UE dans la consommation mondiale d'énergie primaire n'était plus que de 13 % en 2013 (1 676 millions de tep), contre presque 16 % en 2008. La part de l'énergie provenant de ressources renouvelables non hydrauliques était de 6,6 % en 2013. Cette proportion est supérieure au niveau mondial, mais les énergies fossiles

(1) Les données suivantes sont tirées de l'étude statistique de BP (2014).

restent prépondérantes au sein du bouquet énergétique de l'UE comme partout ailleurs, avec une part de 77 % au total (dont quasiment la moitié pour le pétrole)¹.

Entre 2008 et 2013, la production pétrolière de l'UE a chuté de près de la moitié (- 37 millions de tep, soit - 8,4 % par an), sa production de gaz a décliné d'un tiers environ (- 40 millions de tep, soit - 5,2 % par an) et sa production de charbon a diminué d'un peu plus de 10 % (- 21 millions de tep). En outre, avec notamment la sortie du nucléaire en Allemagne, l'utilisation civile d'énergie nucléaire dans l'UE a été réduite de près de 10 % (- 14 millions de tep). À l'inverse, l'utilisation d'énergie provenant de sources renouvelables non hydrauliques a doublé (+ 58 millions de tep), avec une hausse notamment en Allemagne, en Italie, en Espagne et au Royaume-Uni. Cette expansion considérable a été rendue possible par de généreux programmes incitatifs financés par les consommateurs d'électricité européens. Ainsi, l'augmentation (assez coûteuse) des capacités en énergies renouvelables sur le territoire compense seulement la moitié du déclin des autres modes de production d'énergie². Parallèlement, la part de l'UE dans la production mondiale d'électricité renouvelable non hydraulique est passée de 43 % (2008) à 40 % (2013). De façon plus significative, la part de l'UE dans les nouvelles installations de parcs éoliens au niveau mondial est passée de 71 % (2004) à 32 % (2013)³, et celle dans les capacités photovoltaïques de 85 % (2009) à 41 % (2013)⁴.

D'un point de vue géopolitique, les aspects les plus importants de ces évolutions sont un basculement phénoménal aux États-Unis (réindustrialisation, passage du statut d'importateur à celui d'exportateur) et le fait que l'OPEC ne semble plus en mesure de maintenir un prix du baril de pétrole au-dessus de 100 dollars, malgré une instabilité et des bouleversements importants au Moyen-Orient et en Afrique du Nord.

Ces deux effets soulèvent plusieurs interrogations pour l'UE, dont la forte dépendance à un marché du pétrole stable est actuellement protégée essentiellement par la puissance militaire américaine déployée en Méditerranée et au Moyen-Orient. La réindustrialisation des États-Unis pourrait en outre constituer une menace pour la base industrielle encore présente en Europe, du fait des faibles tarifs du gaz et de l'électricité pratiqués par ce pays à ses clients industriels. La forte exposition de l'UE aux évolutions mondiales s'est ainsi accrue de manière considérable au cours des dernières années, sans parler de l'émergence récente d'un grave conflit avec la Russie, principale source des importations européennes de pétrole, de gaz et de charbon. En outre, toute stratégie unilatérale de réduction des émissions est devenue comparativement plus coûteuse, puisque le prix

(1) Toutes les données de ce paragraphe sont tirées de l'étude statistique de BP (2014).

(2) Idem.

(3) Global Wind Energy Council (GWEC), Global Wind Report (2012, 2013); EU COM (2014), base de données Eurostat sur l'énergie.

(4) Association européenne de l'industrie photovoltaïque (EPIA). Rapport sur le marché mondial (2013) et perspectives pour le photovoltaïque (2014-2018), EU COM (2014), base de données Eurostat sur l'énergie.

des énergies fossiles a baissé pour tous ceux qui ne sont pas – ou pas autant – engagés dans une telle stratégie.

En raison de ces grandes tendances mondiales, les émissions de CO₂ au niveau international ont continué d'augmenter, avec une hausse de 3 479 millions de tonnes entre 2008 et 2013 (+ 2,1 % par an). Cette hausse sur cinq ans au niveau mondial est de même ampleur que les émissions totales de CO₂ dans l'UE (3 913 millions de tonnes en 2013)¹. Au cours de cette même période, les émissions de l'UE ont été réduites de 495 millions de tonnes (- 2,3 % par an), un chiffre dû en grande partie à la baisse de la consommation énergétique mais qui reflète également une légère réduction de l'intensité en carbone du système énergétique européen. Ainsi, en supposant l'absence d'effets compensatoires, la réduction des émissions de l'UE aurait ralenti la hausse mondiale de 0,3 point (passant d'un taux de croissance hypothétique de 2,4 % par an au taux de croissance réel de 2,1 %). La part de l'UE dans les émissions mondiales de CO₂ a donc diminué, passant de 14 % en 2008 à 11 % en 2013, contre 18 % au moment de la signature du protocole de Kyoto. Ainsi, l'influence de l'UE dans les négociations internationales sur le climat a nettement fléchi au cours des quinze dernières années.

Avec l'essor chinois et le développement d'équipements photovoltaïques décentralisés dans les zones rurales, la part de l'UE sur le marché mondial des énergies renouvelables va continuer de diminuer, réduisant ainsi l'impact potentiel que les politiques européennes en faveur de ces technologies pourront avoir sur leur développement à l'échelle internationale.

La majorité des scénarios prévoient une poursuite des grandes tendances mentionnées ci-dessus, mais avec quelques variations intéressantes. La Chine cherche notamment à ralentir la croissance effrénée de sa consommation de charbon en faisant évoluer son bouquet énergétique vers d'autres sources telles que le gaz, le nucléaire et les énergies renouvelables, réduisant ainsi la pression sur les émissions mondiales de CO₂.

Au vu de la situation actuelle, on observe deux incertitudes principales (étroitement liées) concernant le marché mondial de l'énergie : d'un côté l'évolution de la demande, notamment de la Chine mais également de l'économie mondiale en général, et de l'autre l'instabilité politique au Moyen-Orient.

Hormis ces deux points, la plupart des observateurs ne prévoient pas d'avancée significative dans les négociations mondiales sur un accord international contraignant pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Toutefois, les deux plus grands pays émetteurs, la Chine et les États-Unis, sont moins réticents à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre qu'il y a quelques années, mais pour des raisons différentes. Cela

(1) Des données récentes de l'AIE et du Global Carbon Project indiquent que l'année 2014 a été marquée par des avancées en termes de découplage de la croissance économique mondiale et des émissions de CO₂.

signifie que même sans un traité contraignant, les efforts de décarbonisation unilatéraux pourraient se multiplier sur l'ensemble de la planète dans les prochaines années.

Ainsi, l'influence politique, économique et technologique directe de l'UE sur les évolutions mondiales en matière d'énergie semble relativement limitée et en déclin. Par ailleurs, l'UE sera vraisemblablement de plus en plus exposée aux risques sur les marchés de l'énergie, notamment en matière de sécurité des importations de gaz et de pétrole et de développement de sa base industrielle.

2. Principaux défis européens dans le domaine de l'énergie

L'Europe doit faire face à cinq grands défis au moins pour la mise en place d'une politique énergétique cohérente et efficace : un désavantage structurel sur le plan des coûts par rapport à d'autres régions du monde, des problèmes géopolitiques de dépendance aux importations, la définition d'une contribution efficace à la lutte mondiale contre le changement climatique, la mise en place d'une organisation optimale du marché de l'énergie européen et l'élaboration d'une politique énergétique.

Tout d'abord, l'Europe ne bénéficie pas sur son territoire d'importantes sources d'énergie bon marché en accord avec la taille de son économie. Le désavantage qui en résulte en termes de coûts par rapport à d'autres parties du monde, notamment l'Afrique du Nord, est particulièrement criant pour le gaz naturel, dont les coûts de transport sont conséquents au regard du coût de production. Une production compétitive de gaz naturel sur le territoire serait envisageable, mais avec des réserves potentielles faibles (gaz conventionnel). Le potentiel pour la production de gaz non conventionnel est plus important – en supposant résolues les questions d'acceptation sociale – mais les coûts de production seraient certainement plus élevés qu'aux États-Unis.

Toutefois, grâce à sa situation géographique à proximité de nombreux grands producteurs de gaz, notamment la Norvège, la Russie et le Moyen-Orient, l'Europe dispose encore d'un avantage de coûts pour le gaz naturel par rapport à l'Asie de l'Est par exemple, tant que ces sources lui restent accessibles. Sans cette accessibilité, la situation de l'Europe en termes de coûts se détériorera davantage.

Il est en outre peu probable que ce désavantage de l'Europe en termes de coûts soit corrigé par l'utilisation croissante de sources d'énergies renouvelables. L'Europe dispose à sa périphérie de sites éoliens et solaires plus ou moins compétitifs par rapport aux meilleurs sites d'énergies renouvelables dans le monde, avec des conditions climatiques suffisamment diversifiées pour fournir une capacité sans besoin excessif en stockage. Toutefois, pour pouvoir profiter de ces sites de qualité, l'Europe doit coordonner ses politiques énergétiques nationales et développer considérablement les infrastructures de son réseau. Ces deux conditions semblent des obstacles de taille. L'Europe va donc probablement continuer d'investir dans des sites d'énergies renouvelables inefficaces et

homogènes sur le plan climatique, augmentant ainsi les coûts supportés par les consommateurs européens par rapport à d'autres parties du monde.

De plus, en comparaison avec les États-Unis ou l'Australie par exemple, qui bénéficient d'emplacements avantageux du fait de conditions climatiques favorables et d'une densité de population beaucoup plus faible (116 habitants au km² en Europe, contre 33 aux États-Unis et 3 en Australie), l'espace disponible présentant des conditions climatiques compétitives est beaucoup plus réduit en Europe.

Pour toutes ces raisons, l'Europe ne dispose pas d'un avantage de coûts dans le domaine de l'énergie, bien au contraire. Compte tenu de ces désavantages structurels, la maîtrise des coûts¹ est extrêmement importante pour l'approvisionnement en énergie². En particulier, tout objectif supplémentaire, comme la réduction de la dépendance aux importations ou la diminution des émissions de CO₂, devrait être défini selon des mécanismes intégrant la maîtrise des coûts comme critère principal.

Deuxièmement, l'Europe, en tant que gros importateur d'énergie, est exposée à des interruptions de son approvisionnement provoquées par des acteurs politiques. Cette situation conduit à un transfert permanent de rentes économiques vers des pays exportateurs dont les gouvernements sont déjà, ou pourraient devenir, hostiles à l'Union européenne.

Sur le plan géopolitique, ces difficultés interviennent essentiellement avec la Russie et le Moyen-Orient, ainsi que l'Afrique du Nord dans une certaine mesure. Elles concernent le pétrole et le gaz, mais pas le charbon. D'un point de vue économique, la difficulté consiste principalement à conserver des prix du gaz compétitifs. La Russie, le Moyen-Orient et l'Afrique du Nord étant susceptibles de fournir d'importants volumes de gaz à des coûts relativement bas sur le long terme, toutes ces questions se rejoignent pour n'en former plus qu'une.

Toutefois, un conflit intrinsèque doit de toute évidence être résolu : l'indépendance à l'égard de la Russie, du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord, que semblent souhaiter de nombreux acteurs de la scène politique, signifie en même temps priver l'Europe de sources d'énergie compétitives. Il n'existe aucune autre solution réaliste, ou alors à un coût beaucoup plus élevé (énergies renouvelables, nucléaire, hausse considérable de l'efficacité énergétique) ou au prix de technologies de transformation supplémentaires et coûteuses pour remplacer le pétrole et surtout le gaz dans tous leurs usages (charbon,

(1) L'efficacité de coûts est un concept très différent de celui de l'efficacité énergétique (évaluée selon l'évolution du rapport entre le PIB et la demande en énergie) ou même de celui de la réduction réelle de la demande. Ces deux chiffres résultent des forces du marché, en partie des désavantages en termes de coûts. Voir la quatrième partie de l'article.

(2) Cette affirmation vaut au niveau global de l'économie et non au niveau d'un producteur ou de groupes de consommateurs spécifiques.

énergies renouvelables, nucléaire). Pour ainsi dire, l'Europe ne peut pas avoir le beurre et l'argent du beurre.

Cependant, la dépendance vis-à-vis de certains pays ou régions de transit comme l'Ukraine, la Turquie ou la Syrie pourrait être plus préoccupante encore que la dépendance à l'égard de certains pays ou régions de production. La sécurité des voies d'approvisionnement en énergie est donc au moins aussi importante que la sécurité d'approvisionnement. Des liaisons directes entre les pays producteurs et l'UE lèveraient tout risque et devraient donc figurer en bonne place dans le programme de sécurité des décideurs européens.

Dans une telle situation, une Realpolitik impliquerait un engagement actif vis-à-vis de la Russie et de l'Afrique du Nord plutôt qu'une tentative de ne plus utiliser l'énergie provenant de ces pays. La stabilisation de la périphérie constitue une nécessité stratégique pour l'UE.

Dans ce contexte, les défaillances de gouvernance dans la plupart des pays concernés (qui sont en partie la conséquence des revenus colossaux tirés des ressources) constituent l'une des plus grandes difficultés. Mais la création d'un partenariat avec les principaux producteurs de ressources énergétiques est un projet politique bien plus large que la simple sécurisation de l'énergie. Il ne peut pas être mis en place uniquement au moyen de la politique énergétique.

La troisième difficulté tient à la menace de changement climatique, que les décideurs européens et leur électorat prennent très au sérieux. Une haute priorité est donnée à la stratégie d'atténuation des effets, c'est-à-dire à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Toutefois, cette stratégie ne peut être efficace qu'au niveau mondial, si les efforts d'atténuation conduisent à une baisse des émissions mondiales de gaz à effet de serre. La nature même de l'atmosphère rend absurde le concept d'émissions régionales.

Ainsi, dans une perspective d'atténuation des effets, une réduction des émissions de CO₂ sur le territoire de l'UE n'est souhaitable qu'à condition d'entraîner une réduction des émissions à l'échelle mondiale, soit de façon directe en l'absence d'effets compensatoires (transfert), soit de façon indirecte en encourageant l'adoption de politiques de réduction des émissions à l'échelle internationale¹.

Toutes choses égales par ailleurs, une politique unilatérale de réduction des émissions dans une partie du monde favorise à la fois un transfert de la production vers des régions où le coût des émissions de CO₂ est plus faible ou inexistant et une réduction du prix des énergies fossiles à l'échelle mondiale, accompagnées de réactions dynamiques à la fois

(1) Deux modes de transfert des émissions principaux doivent être pris en compte : la modification de la structure des échanges commerciaux (concurrence) et les modifications de l'équilibre entre l'offre et la demande pour les énergies fossiles (prix mondial de l'énergie).

de la part des consommateurs et des fournisseurs d'énergie. Si l'ampleur exacte de ces effets est difficilement quantifiable, on peut présumer que ce mécanisme de compensation a bien lieu, réduisant ainsi l'impact des efforts unilatéraux de réduction des émissions mondiales. Il n'est pas exclu que ces effets annihilent en réalité les efforts de réduction des émissions, ce qui signifierait que la région réalisant ces efforts en supporterait les coûts sans produire de bénéfices tangibles au niveau mondial en matière de changement climatique.

Le principal enjeu à l'échelle mondiale consiste à définir un cadre institutionnel permettant de gérer de façon crédible le contrôle et la sanction des engagements en matière de réduction des émissions. Un accord de ce type nécessiterait entre autres des paiements de transfert importants entre différentes régions de la planète, notamment depuis les pays très industrialisés vers les pays en développement. L'Europe ne semble pas prête à soutenir un tel système de transfert à l'échelle nécessaire pour faire une différence dans les négociations internationales. Elle place au contraire tous ses espoirs dans une réduction unilatérale continue des émissions¹.

La solution à certains problèmes (pas tous) posés par les efforts de réduction unilatéraux pourrait résider dans ce que l'on appelle les ajustements aux frontières, c'est-à-dire la taxation de certaines marchandises importées depuis des régions caractérisées par des prix plus bas du CO₂ aux frontières européennes, en tenant compte également de la teneur en CO₂ du produit. Correctement mis en œuvre, ce type d'ajustements fiscaux aux frontières pourrait en principe réduire le problème de transfert d'émissions, puisque les citoyens de l'UE paieraient alors pour la teneur en CO₂ de l'ensemble de leur consommation et non pas uniquement pour la partie reposant sur l'énergie fossile consommée au sein de l'UE. Toutefois, même correctement mis en œuvre, les ajustements fiscaux aux frontières ne permettront pas d'absorber entièrement l'ensemble des effets compensatoires dus au transfert d'émissions². De plus, un tel système serait défavorable aux citoyens européens de façon unilatérale et sa mise en œuvre pourrait créer des conflits au sein du système économique mondial.

(1) L'engagement unilatéral de réduction des émissions pris par les pays industrialisés a effectivement permis de parvenir au protocole de Kyoto en 1997. Toutefois, depuis cette date, les engagements de l'UE n'ont pas réellement contribué à la promotion d'un accord contraignant à l'échelle mondiale. Cet échec peut s'expliquer par différentes raisons. Du fait du rétrécissement de la part de l'UE dans les émissions mondiales, les efforts européens deviennent peut-être de moins en moins pertinents du point de vue des autres participants aux négociations. Ou puisque ces engagements sont connus, ils possèdent déjà un prix, laissant à l'Europe bien peu de marge pour exercer une pression lors des négociations. Ou encore, ces pays aux économies émergentes estiment (non sans raison) que l'empreinte carbone des citoyens de l'UE devrait être calculée sur la base des émissions en dioxyde de carbone générées par l'ensemble de leurs schémas de consommation (tenant compte des importations et des exportations), plutôt que sur l'ensemble du territoire européen.

(2) En particulier par rapport au prix de l'énergie

En résumé, l'argument d'une action unilatérale visant à réduire les émissions européennes de CO₂, qui constitue aujourd'hui l'axe principal de la politique énergétique européenne, est beaucoup moins solide que ne le pense l'opinion publique.

Le quatrième enjeu est lié à l'organisation du marché de l'énergie, notamment pour les secteurs du gaz et de l'électricité, qui reposent sur un réseau. De manière générale, les marchés concurrentiels se sont révélés le mécanisme de coordination le plus efficace pour répondre à une économie moderne avancée et complexe¹. En matière d'énergie et notamment en ce qui concerne l'électricité, de nombreuses sociétés se sont montrées et demeurent réticentes à l'introduction d'une véritable concurrence².

Ainsi, la plupart des pays d'Europe continentale étaient encore sous le régime des monopoles réglementés dans le secteur de l'énergie jusqu'en 1998. Cette approche était liée à une volonté de contrôle politique du secteur de l'électricité et à l'ampleur des investissements dans des centrales électriques en rapport avec la taille du marché (national). De plus, lors de la phase de forte hausse de la demande en électricité après la Seconde Guerre mondiale, les décideurs politiques ont cherché à tout prix à réguler les investissements afin d'éviter des crises de l'énergie au niveau national ou régional. L'inefficacité du secteur préoccupait peu les décideurs politiques en raison de la faible part de l'électricité dans les budgets moyens des consommateurs. Par ailleurs, les grands consommateurs industriels n'avaient pas à se plaindre puisqu'ils étaient en général subventionnés indirectement par le secteur domestique, en particulier parce que le contrôle central offrait un haut niveau de sécurité d'approvisionnement technique. L'ampleur des pertes en efficacité engendrées par les monopoles n'est apparue de façon évidente qu'avec le début de la libéralisation en 1998.

Aujourd'hui encore, les décideurs politiques tendent à sacrifier l'efficacité au profit du contrôle étatique, du moins dans le secteur de l'énergie. Et comme le montre par exemple la taxe allemande sur les énergies renouvelables, les consommateurs semblent relativement patients et acceptent la charge supplémentaire qui leur est imposée, ainsi que la redistribution des rentes en faveur du secteur industriel.

(1) En substance, leur qualité spécifique résulte de la combinaison de prix concurrentiels et de la liberté de choix. Les décideurs individuels font du prix leur premier critère de décision en matière d'investissement, d'offre ou de demande ; les prix s'ajustent de façon à équilibrer l'offre et la demande à tout moment. Du fait d'un traitement d'informations plus détaillées, ce mode d'organisation de la coordination entre différents agents économiques est beaucoup plus efficace qu'une approche de planification centralisée. Il est en outre possible de remédier aux effets externes grâce à des mécanismes appropriés comprenant l'introduction d'informations supplémentaires pertinentes dans les décisions individuelles (par le biais des taxes, par exemple).

(2) La justification souvent avancée selon laquelle l'énergie constitue un produit de première nécessité ne paraît pas convaincante dans la mesure où les États modernes ne semblent pas gênés par un marché concurrentiel pour l'agroalimentaire par exemple.

Toutefois, si le modèle « monopolistique » était une forme cohérente d'organisation du marché, il en va autrement du système européen hybride actuel qui associe concurrence et « planification » nationale. En fait, il ne semble ni souhaitable ni possible de revenir à une « planification ».

D'une part, ce ne serait pas souhaitable car, du fait de certaines évolutions cruciales, les anciens avantages des « monopoles nationaux » se sont considérablement réduits. Tout d'abord, l'intégration et la libéralisation européennes ont conduit à une augmentation considérable de la taille du marché, passé d'une échelle nationale à une échelle au minimum régionale¹. Ensuite, les options technologiques se sont multipliées. Des unités de production à plus petite échelle sont par exemple disponibles à des tarifs compétitifs pour les consommateurs d'énergie. De plus, le nombre d'agents dans le secteur de l'énergie a explosé, la libéralisation ayant permis un accès sans entrave au marché. Les préférences s'individualisent, les modèles économiques se fragmentent et des technologies de l'information et de la communication à bas prix permettent de gérer une avalanche de données pertinentes. De ce fait, une planification énergétique sur le long terme sera de moins en moins en mesure de gérer un système énergétique toujours plus complexe et ses interdépendances. Le coût relatif de la planification a donc augmenté de façon considérable et un système concurrentiel est désormais beaucoup mieux adapté pour coordonner efficacement la prise de décision des millions de décideurs du secteur, en particulier du côté de la demande. Enfin, la demande européenne en électricité est au mieux stagnante et un retour à une forte croissance est très peu probable dans un avenir proche.

D'autre part, un système de planification ne serait pas réalisable car l'Europe a déjà choisi l'intégration de ses marchés nationaux de l'énergie. Si les États membres devaient revenir à des systèmes de « planification monopolistique », ils devraient ou bien refermer les frontières intérieures (ce qui entraînerait une importante baisse de l'efficacité et un grand préjudice politique pour le projet européen), ou bien coordonner la « planification » au niveau supranational, c'est-à-dire européen, pour lequel l'UE ne dispose pas des institutions adaptées. L'effort continu que les décideurs politiques et les instances de réglementation consacrent à la « micro-gestion » des décisions des acteurs ne peut donc pas être organisé à l'échelle géographique appropriée². De plus, dans le cadre institutionnel actuel, les décideurs ne peuvent pas contrôler entièrement le marché – ou plutôt, seuls certains segments sont contrôlés, ce qui accroît la volatilité sur les autres

(1) C'est particulièrement vrai pour les pays scandinaves et l'Europe continentale. Le Royaume-Uni est une exception du fait de son intégration physique encore limitée (pour l'électricité). La péninsule ibérique constitue une deuxième exception, bien que des interconnexions physiques soient sur le point de se développer de façon significative.

(2) La péninsule ibérique et les îles britanniques constituent deux exceptions notables du fait de l'absence d'interconnexions. De plus, du fait de leur emplacement à l'ouest de l'Europe, ces régions sont beaucoup moins exposées au problème de la sécurité d'approvisionnement qui touche le reste de l'Europe.

segments de marché. Un tel cadre ne permet pas de tenir compte de la complexité du marché et des nombreux effets de rétroaction.

Pour résumer, un marché interne européen concurrentiel constituerait la meilleure approche et la seule situation compatible avec les institutions européennes. L'Europe doit prendre garde à ne pas surestimer l'influence que peut avoir sa politique sur les évolutions du secteur de l'énergie¹. Toutefois, l'enjeu pour l'Europe consiste à rendre cette approche de l'organisation du marché compatible avec les dynamiques politiques des différents États membres.

Le cinquième et dernier enjeu concerne donc la gouvernance énergétique complexe au sein de l'Union. Les principales opportunités pour l'Europe, notamment dans un contexte d'amélioration de l'efficacité des coûts, proviennent généralement de synergies entre les 28 États membres et de l'adhésion au principe de concurrence, à la fois à l'intérieur de et entre les États membres².

D'importants progrès ont été réalisés pour parvenir à des structures de marchés plus intégrées, à la fois pour l'électricité (le couplage de marchés ou les nouveaux codes de réseau communs) et pour le gaz (l'amélioration de l'interconnexion ouest-est suite à la crise ukrainienne de 2009 ou le développement de marchés de gros plus liquides pour l'Europe continentale occidentale).

Toutefois, de nombreux défis demeurent. Les difficultés persistantes pour parvenir à un marché de l'énergie intérieur entièrement libéralisé peuvent en partie s'expliquer par un manque d'infrastructures pour relier certains États membres, conduisant à des goulets d'étranglement physiques et donc à un défaut de concurrence transfrontalière.

De façon plus importante encore, les problèmes du marché interne sont dus à une double incohérence de l'approche européenne en matière d'organisation du marché, illustrée par l'article 194 du traité de Lisbonne : ce traité allie la volonté de parvenir à un marché intérieur intégré à une prérogative politique pour la définition du bouquet énergétique. Toutefois, sur un marché, les choix technologiques sont déterminés de façon endogène par la concurrence. De plus, le traité accorde cette prérogative aux États

(1) Il existe une tradition à la fois au niveau européen et national consistant à élaborer des scénarios à long terme afin de définir des objectifs et de légitimer certaines mesures. De tels scénarios reposent nécessairement sur les connaissances actuelles et ne peuvent pas tenir compte d'évolutions que nous ne découvrirons qu'à l'avenir. Plus l'environnement et le choix d'options sont complexes, plus il est erroné d'appliquer une planification centralisée sur la base de ces scénarios.

(2) Les synergies possibles apparaissent clairement lorsqu'on observe la production d'énergie éolienne et solaire, pour laquelle une coopération entre les États membres permettrait de générer à la fois des avantages de coûts provenant d'une localisation optimale et des effets de diversification grâce à la répartition de la production d'énergie renouvelable dans des zones présentant différentes conditions climatiques.

membres (plutôt qu'au niveau européen), ce qui rend possible d'importantes distorsions dans le fonctionnement du marché intérieur.

Sur cette base, les États membres ont gagné une marge importante pour des interventions individuelles sur le marché, réduisant ainsi la portée d'une concurrence sans entrave à l'échelle de l'Europe. Les décisions récentes prises par la Commission européenne visant à appliquer une interprétation relativement libre des directives concernant les aides d'État pour le secteur de l'électricité soulignent la tendance à une renationalisation des marchés du gaz et de l'électricité. Du fait de ces 28+1 approches interventionnistes de l'organisation du marché, les acteurs du marché sont de plus en plus désorientés quant à la direction que va prendre le marché intérieur européen (y compris l'EU ETS). Une telle confusion ne favorise assurément pas l'innovation et les investissements dans le secteur.

Ainsi, les difficultés européennes en matière d'énergie sont malheureusement aggravées par une gouvernance énergétique de plus en plus complexe et hétérogène, ne parvenant pas à coordonner les actions des États membres, qui restent davantage guidées par les politiques nationales que par l'intérêt commun.

3. Des objectifs 20-20-20 aux objectifs 40-27-27 et à l'Union de l'énergie

Le paquet Énergie-Climat de 2009 visait principalement à mettre en œuvre les objectifs 20-20-20 définis par le Conseil européen en mars 2007¹. Ces objectifs comprennent la réduction de 20 % des émissions de CO₂ de l'UE (par rapport à 1990), la réduction de la consommation d'énergie de l'UE de 20 % (selon des projections reposant sur une situation inchangée)² et la hausse de 20 % de la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale, tous ces objectifs devant être atteints d'ici 2020.

À ce jour, il est vraisemblable que l'Europe atteigne ces objectifs en matière d'émissions de CO₂ et d'énergies renouvelables. En revanche, il semble très probable qu'elle ne parvienne pas à réaliser l'objectif de réduction de la demande énergétique (en dépit de la faiblesse de son économie). La réalisation de deux objectifs sur trois est interprétée par de nombreux hommes politiques comme un signe de réussite de l'approche actuelle en matière de politique énergétique. On peut toutefois légitimement se demander si les trois dimensions des objectifs 20-20-20 sont entièrement représentatives de la santé du secteur énergétique européen et de la contribution de l'UE aux efforts mondiaux contre le changement climatique. Ces objectifs font par exemple l'impasse sur des dimensions

(1) Ce paquet comportait également un engagement qualitatif à une progression continue vers un marché intérieur efficace.

(2) Voir la Directive 2012/27/UE.

relatives à la compétitivité du secteur de l'énergie européen, à l'impact de la politique énergétique sur la compétitivité des consommateurs d'énergie européens, ou encore à la sécurité d'approvisionnement.

La rhétorique politique sous-tendant l'adoption des objectifs 20-20-20 suggérait que les trois dimensions choisies (notamment les aides généreuses à la création de capacités de production d'énergie renouvelable) constituaient une sorte de « formule magique » permettant de traiter également les dimensions qui en étaient absentes. On a supposé notamment que le coût supplémentaire de cette stratégie serait compensé par des bénéfices en termes de création d'emploi et d'accroissement de la sécurité d'approvisionnement, c'est-à-dire que les conflits habituels entre des objectifs stratégiques divergents disparaîtraient miraculeusement. Cependant, la théorie et les preuves empiriques apportées par ces cinq dernières années indiquent que ces conflits existent bel et bien¹.

De plus, l'adoption des objectifs 20-20-20 comme axe principal de la politique énergétique européenne était justifiée par trois hypothèses essentielles : que les engagements unilatéraux de l'UE par rapport à la réduction des émissions de gaz à effet de serre influencent de façon positive un accord international lors du sommet de Copenhague de 2009, que les prix mondiaux des énergies fossiles continuent d'augmenter, constituant un risque grandissant de « défaut d'approvisionnement » sur les marchés mondiaux de l'énergie², et que « le développement des investissements, en particulier dans l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, engendrerait une création d'emploi, promouvant ainsi l'innovation et une économie fondée sur la connaissance au sein de l'UE »³. Avec le recul, aucune de ces hypothèses – déjà contestées à l'époque par de nombreux observateurs – ne s'est révélée exacte.

Tout d'abord, le sommet de Copenhague a clairement mis en lumière la non-pertinence d'engagements unilatéraux de l'UE par rapport aux négociations mondiales et l'accent mis par l'UE sur des objectifs de réduction contraignants n'a pas favorisé – c'est le moins que l'on puisse dire – une recherche plus souple de points d'accord possibles.

Ensuite, comme mentionné plus haut, les prix des combustibles fossiles n'ont pas continué leur hausse, au contraire, notamment en Amérique du Nord où ils ont plutôt baissé.

Enfin, l'évolution globale de l'emploi et la compétitivité de l'UE depuis 2008 se sont révélées décevantes. Si l'on observe logiquement des évolutions positives dans les secteurs ayant reçu des subventions ou des garanties de l'État, notamment dans la filière des énergies renouvelables, ces effets se sont largement révélés transitoires et

(1) Voir la partie 5 pour une analyse plus approfondie.

(2) Com (2007) 1, 1.2.

(3) Com (2007) 1, 1.4.

dépendants de subventionnements continus et ne sont donc pas autonomes. De plus, si les politiques s'attachent aux effets bruts sur des secteurs particuliers, il convient d'observer l'effet net sur l'emploi dans l'économie globale, en tenant compte des effets négatifs dans différents secteurs dus à la hausse des prix de l'énergie provoquée par les hausses d'impôts ou aux taxes servant à financer ces subventions.

Il apparaît ainsi que les trois dimensions choisies par les décideurs politiques pour les objectifs 20-20-20 n'ont pas permis d'atteindre le but visé. L'échec des trois objectifs sur le ralentissement de la hausse des émissions mondiales de CO₂ et le coût important qu'ils ont imposé aux économies européennes auraient pu conduire les décideurs européens à reconsidérer intégralement la partie climat de leur paquet Énergie-Climat.

Toutefois, comme l'a montré le Conseil européen en octobre 2014, l'Union semble encore peu encline à s'engager ouvertement dans une telle réévaluation : le Conseil a décidé de continuer sur la voie choisie, en adoptant les objectifs 40-27-27 pour 2030¹. Le débat public mené avant et après cette décision a essentiellement porté sur l'ampleur des chiffres remplaçant les objectifs 20-20-20 et sur le caractère contraignant ou non des nouveaux objectifs pour les États membres. La logique globale n'a en revanche pas été remise en question et les mérites effectifs de cette stratégie 2007/2009 n'ont fait l'objet que d'une réflexion critique limitée.

Pour résumer, la politique énergétique européenne a été et demeure façonnée par un ensemble incomplet et en partie incohérent d'objectifs quantitatifs visant différents éléments du système énergétique. De plus, ces objectifs découlaient et découlent encore d'une analyse superficielle et en partie erronée des « conditions aux limites » concernant la politique climatique et énergétique européenne.

Les propositions récentes de la Commission relatives à une « Union de l'énergie » traitent certaines de ces préoccupations en insistant plus que précédemment sur une interconnexion de réseau et sur une intégration de marché. Par ailleurs, elles évoquent explicitement la sécurité énergétique comme un deuxième objectif accolé aux objectifs écologiques 20-20-20. Toutefois, ni le troisième objectif essentiel d'efficacité énergétique, ni les inévitables arbitrages entre ces objectifs ne reçoivent l'attention qu'ils méritent. De plus, les suggestions pour une « Union de l'énergie » reposent encore en grande partie sur l'idée d'une évolution du secteur de l'énergie orientée par l'État, notamment par le biais de choix technologiques actifs, en mobilisant les investissements et la recherche et développement.

(1) EUCO 169/14.

4. Une trop grande confiance dans deux solutions miracle

Dans l'ensemble, la politique énergétique constitue ainsi un défi complexe pour les décideurs européens, avec notamment un contexte international incertain, des objectifs politiques divergents et une gouvernance énergétique européenne aussi incomplète qu'incohérente. Depuis l'adoption du trilemme 20-20-20, deux objectifs sont mis en avant qui font l'impasse sur cette complexité et qui sont présentés comme la solution à tous les problèmes d'arbitrage : la réduction de la demande énergétique en Europe et le développement des énergies renouvelables. Ces deux mesures sont souvent présentées et traitées politiquement comme des panacées permettant de réduire simultanément les émissions de CO₂ et la dépendance de l'Europe aux importations.

Aussi convaincant que puisse paraître cet argument, la logique qui sous-tend une affirmation si catégorique et univoque est difficile à suivre. Elle ignore en effet les besoins d'arbitrage, notamment en matière de coût économique et d'effets de rétroaction.

Pour commencer, la consommation d'énergie équivaut à la fourniture d'un service. Toutes choses égales par ailleurs, la réduction de la consommation implique une réduction des services, donc une diminution de la richesse. Ainsi, environ un tiers de la consommation énergétique européenne est consacré au transport. En théorie, l'UE pourrait évidemment empêcher l'emploi d'une telle quantité d'énergie en stoppant la circulation des personnes et des marchandises. Mais cela réduirait de façon dramatique le bien-être de nos citoyens. Cette même logique qui s'applique de manière générale a été déterminante dans l'histoire, notamment au cours des deux derniers siècles : l'utilisation de l'énergie est un élément clé de la création de richesse (et de la puissance politique) ; d'un point de vue économique, l'énergie doit donc être considérée comme un « bien » et non comme un « mal »¹. Ainsi, une réduction absolue de la demande énergétique ne peut pas constituer un objectif politique raisonnable en soi.

Cependant, même une réduction relative de la demande en énergie, souvent désignée comme une augmentation de l'« efficacité énergétique » ne constitue pas un *desideratum* sans contraintes. Au contraire, le concept d'efficacité énergétique, qui désigne le fait d'obtenir le même niveau de service (pour un équipement particulier) ou de richesse (pour l'économie en général) avec un apport réduit en énergie, est à manier avec précaution.

En ce qui concerne l'économie, l'efficacité énergétique est habituellement mesurée comme le taux de variation du rapport entre le produit économique (le PIB, par exemple) et la consommation d'énergie primaire. Évidemment, le numérateur et le dénominateur sont tous deux le résultat global d'une multitude de décisions individuelles parcourant l'économie : cela inclut les décisions qui influent sur l'efficacité technique du stock de

(1) Pour une perspective à long terme sur ce sujet, voir Morris (2010).

capital mais aussi les effets structurels découlant de relations commerciales avec d'autres pays. Ainsi, la définition d'objectifs normatifs visant l'accroissement relatif de « l'efficacité énergétique macroéconomique » peut difficilement se justifier d'un point de vue strictement économique (environnemental). Il ne peut pas être déterminé clairement si une situation marquée par un taux de ce type plus élevé est plus désirable socialement qu'une situation caractérisée par un taux plus bas. De ce fait, « l'efficacité énergétique macroéconomique » ne peut constituer ni un objectif ni un moyen de parvenir à un objectif. Elle est par essence la simple observation statistique d'un effet cumulé.

S'agissant des équipements individuels, le concept d'efficacité énergétique revêt une signification différente. Il désigne habituellement l'amélioration relative de ratios ressources techniques/résultats. Ces améliorations du stock de capital constituent effectivement un facteur important de création de richesse. D'un point de vue global, de nombreuses études sur l'effet rebond démontrent qu'une hausse de « l'efficacité énergétique technique » s'accompagne souvent d'une hausse de la demande en énergie.

Les investissements visant à augmenter l'efficacité technique du stock de capital doivent produire un retour sur investissement. Il existe donc toujours une limite économique ; n'importe quelle mesure entraînant une augmentation de l'efficacité énergétique technique n'est pas forcément raisonnable d'un point de vue économique. En substance, la décision se résume à une comparaison de la valeur actuelle des économies d'énergie avec les coûts d'investissement pour le nouvel équipement ou l'optimisation de l'équipement. Par conséquent, les anticipations tarifaires sur les prix de l'énergie jouent ici un rôle crucial. Des évolutions tarifaires imprévues peuvent avoir une influence considérable sur les retours apportés par ce type d'investissement, qu'ils soient positifs si les tarifs s'avèrent plus élevés que prévu, ou négatifs dans le cas contraire. De ce fait, l'investissement en faveur de l'efficacité énergétique n'est pas raisonnable en soi, mais uniquement si les retours escomptés sont supérieurs au taux de rendement pondéré par le risque pouvant être obtenu avec d'autres types d'investissement.

Même sans l'ingérence des décideurs politiques, l'économie investira dans ce type de mesures, jusqu'à un certain point. En tentant d'augmenter l'efficacité énergétique technique au-dessus du niveau apporté par le marché lui-même, les décideurs politiques risquent d'orienter l'économie européenne vers des investissements offrant un retour sur investissement pondéré par le risque plus faible par rapport à d'autres solutions, provoquant ainsi un appauvrissement de l'Europe sur le long terme¹. Les décideurs ne

(1) On avance parfois que l'Europe se trouve confrontée à une insuffisance des investissements à laquelle il faut remédier par des systèmes d'investissement gérés au niveau politique. Même si cela était vrai, il est peu probable que les investissements en faveur de l'efficacité énergétique ou des énergies renouvelables constituent un choix optimal pour ce type d'investissements publics. Il existe d'autres types d'investissements tels que les routes, les infrastructures numériques ou la recherche et l'éducation qui

peuvent pas prétendre mieux comprendre les dynamiques tarifaires sur les marchés mondiaux des énergies que le marché lui-même. Les expériences récentes tendent plutôt à prouver le contraire.

Ainsi, le seul argument en faveur d'une intervention politique pour accroître « l'efficacité énergétique technique » au-dessus du niveau du marché est l'échec du marché. Cet argument peut en effet être avancé pour certains domaines de la demande en énergie domestique, par exemple du fait d'un manque de transparence ou dans le cadre de conflits propriétaire-locataire concernant la répercussion du coût de l'amélioration de l'efficacité. Mais il s'agit là de questions spécifiques qui ne justifient pas une politique globale d'accroissement de l'efficacité énergétique technique mais qui requièrent plutôt des interventions spécifiques pour remédier à ces échecs précis du marché.

Il est possible d'avancer exactement le même argument à propos des investissements dans les énergies renouvelables. En effet, ce type d'investissements peut être envisagé comme un investissement spécifique pour l'efficacité énergétique¹. Là encore, le marché choisira d'investir dans ces améliorations de l'efficacité en fonction des prévisions tarifaires (et fiscales) et par comparaison avec d'autres possibilités d'investissement.

Et qu'en est-il des externalités environnementales ? Les effets externes de la consommation d'énergie sur l'environnement devraient être, et sont déjà en grande partie, internalisés par des taxes correspondantes ou par d'autres formes de réglementation (EU ETS, normes relatives aux émissions, etc.). Si cela est fait correctement, aucune action supplémentaire en faveur de l'efficacité énergétique n'est nécessaire. Dans le cas contraire, l'internalisation doit être corrigée et les mesures d'efficacité énergétique (ou le soutien à toute autre technologie spécifique) ne constituent pas un substitut pertinent pour ce genre de corrections².

Du point de vue des émissions de CO₂, les deux mesures proposées (énergies renouvelables et réduction de la demande en énergie) représentent des technologies de réduction des effets spécifiques parmi une très longue liste d'autres options provoquant les mêmes effets. Elles sont donc inefficaces dans le cadre du secteur de l'énergie régi par l'EU ETS, car elles réduisent le coût des quotas d'émissions (et non la quantité d'émissions) à un coût trop élevé.

offrirait certainement des bénéfices beaucoup plus élevés à la société en raison des effets de réseau évidents qui y sont associés.

(1) En remplaçant les énergies fossiles, ces investissements permettent d'accroître l'efficacité technique du système énergétique mesurée par rapport à la demande en énergie fossile primaire au niveau de l'usine dans le cas d'une combustion combinée et au niveau du système dans le cas d'installations 100 % renouvelables.

(2) Déterminer si l'Europe fait l'objet d'un sous-investissement ou d'un surinvestissement en termes d'efficacité énergétique technique repose sur la question de savoir si l'ensemble des taxes directes et indirectes reflète de façon appropriée le coût externe de l'utilisation de l'énergie. La réponse à cette question est loin d'être évidente et dépasse le cadre de cet article.

Par exemple, la charge théorique de la réduction des émissions par le biais des énergies renouvelables en Allemagne est supérieure à 40 euros par tonne de CO₂ pour l'éolien terrestre, et bien au-dessus de 100 euros par tonne de CO₂ pour l'éolien offshore ou l'énergie solaire¹. Comme les prix des quotas EU ETS, qui reflètent le coût marginal de réduction dans le secteur EU ETS en Europe, est beaucoup plus bas, il est évident que l'UE pourrait parvenir au même niveau de réduction d'émissions à un coût bien moindre. Notamment, les États membres souhaitant contribuer de façon unilatérale à une réduction plus importante des émissions de gaz à effet de serre en Europe pourraient simplement racheter des quotas EU ETS au prix actuel du marché.

En dehors du cadre de l'EU ETS, les deux solutions miracle présentées pourraient effectivement contribuer à une réduction des émissions de CO₂ européennes. Il convient toutefois de prendre en compte les effets rebond et de comparer les mesures alternatives en termes de coûts et de bénéfices. Dans tous les cas, leurs effets sur les émissions mondiales de CO₂ ne sont pas évidents du fait de dynamiques potentielles de transfert.

Ainsi, sur le plan des émissions de CO₂, à la fois la demande en énergie et la part des énergies renouvelables devraient résulter de choix des acteurs économiques sur la base de signaux-prix (fiscaux) pour le coût du CO₂ plutôt que sur une quantité prédéterminée au niveau politique.

Et qu'en est-il de la réduction de la dépendance de l'Europe aux importations ? La perception d'un risque de dépendance concerne actuellement surtout la part du gaz naturel russe dans le bouquet énergétique européen. Une augmentation de la part des énergies renouvelables accroît la dépendance du système vis-à-vis des centrales électriques fonctionnant au gaz. Comparons cette situation avec un autre moyen de parvenir à une décarbonisation reposant sur des améliorations de l'efficacité dans des centrales électriques fonctionnant au charbon et au lignite plutôt que sur des investissements forcés dans les sources d'énergie renouvelables. Les calculs effectués indiquent clairement que ce type de solution serait plus économique et permettrait dans le même temps d'accroître la résilience européenne face à des ruptures de son approvisionnement en gaz naturel.

De plus, une réduction de la demande européenne en gaz n'entraînerait pas nécessairement une réduction de la part des importations par gazoduc en provenance de Russie dans l'approvisionnement européen. Au contraire, si on se base sur les structures de coûts fondamentales, ce sont les approvisionnements en GNL qui représenteraient probablement la source marginale et trouveraient en premier d'autres destinations. Ainsi, face à une baisse de la demande en gaz, les importations par gazoduc seraient plus susceptibles d'augmenter que de diminuer. Par conséquent, pour obtenir les effets

(1) EWI (2015)

souhaités sur la sécurité d'approvisionnement, les terminaux d'importation de GNL (et de la même manière les installations souterraines de stockage au sein de l'UE) qui deviendraient alors redondants auraient besoin de subventions publiques pour rester opérationnels. Mais ce serait ces subventions qui accroîtraient la sécurité d'approvisionnement et non la baisse de la demande en énergie.

Le dernier argument avancé en faveur des « solutions miracle » tient à la notion d'« externalités du réseau industriel ». Selon cet argument, en forçant l'ensemble de l'économie à adopter l'efficacité énergétique ou les énergies renouvelables, des effets d'entraînement interviendraient en R & D, avec création de valeur supplémentaire pour l'économie. D'un point de vue théorique, pour une économie ouverte telle que celle de l'Europe qui importera une partie importante de l'équipement destiné à augmenter l'efficacité énergétique ou la décarbonisation de la production d'électricité, cet argument reste à démontrer. Il existe peu de preuves empiriques que de tels effets d'entraînement pourraient être maîtrisés efficacement par les décideurs politiques. Ainsi, l'expérience de l'économie japonaise au cours des trente dernières années fait douter de la valeur économique de politiques visant à accroître l'efficacité énergétique au-delà du niveau que les entreprises et les consommateurs ont atteint par eux-mêmes. Il faudrait de surcroît démontrer pourquoi ces effets d'entraînement seraient plus pertinents dans le domaine de l'efficacité énergétique technique ou des énergies renouvelables que dans tout autre secteur économique.

Il devient donc évident que ni l'efficacité énergétique technique ni les énergies renouvelables ne constituent les solutions miracle revendiquées par les politiques. Comme toute autre opportunité d'investissement, les investissements dans l'efficacité énergétique technique, et plus encore dans les énergies renouvelables, doivent être étudiés en fonction de leur coût. Le niveau optimal d'un tel investissement est déterminé par le coût des alternatives, en tenant compte du facteur environnemental ou d'autres facteurs extérieurs.

Il en découle deux implications importantes. Premièrement, le développement de tels investissements n'est pas forcément « mieux », mais il est possible de définir quels types d'investissements sont raisonnables et dans quelle limite. Deuxièmement, comme dans tout autre secteur économique, il n'existe aucune raison de croire que les hommes politiques connaissent mieux le type et le niveau de cet investissement optimal que les autres acteurs économiques.

Ces deux choix d'investissement doivent par conséquent être envisagés comme le résultat de forces du marché, notamment des prix du marché¹, et doivent être soutenus par une internalisation des effets externes (environnementaux) plutôt que comme une fin en soi.

(1) À la fois en termes absolus et relatifs par rapport à d'autres régions du monde.

Si les décideurs politiques continuent de choisir ces deux options particulières comme des « solutions gagnant-gagnant » ou des « panacées », c'est peut-être pour d'autres raisons que celles affichées. Ces choix pourraient être motivés principalement par des raisons politiques, notamment la volonté de plaire à certains pans de l'électorat.

Plusieurs indicateurs semblent pointer en ce sens, notamment la réticence des hommes politiques à adopter des mesures à l'échelle européenne pour la mise en œuvre de ces objectifs supplémentaires et leur insistance sur des mesures nationales qui leur permettent de contrôler leurs effets distributifs. En outre, les hommes politiques n'utilisent généralement pas le budget officiel de l'État pour le financement des mesures liées au deuxième et au troisième des objectifs 20-20-20 mais des taxes spécifiques ou des réglementations imposées aux consommateurs et aux fournisseurs d'énergie.

5. Distorsions et rôle de l'EU ETS

Du fait de la position stratégique de l'Europe sur la scène internationale de l'énergie, l'efficacité de coût revêt une importance particulière pour les décideurs européens. Elle nécessite en principe une absence de distorsion du marché. Les distorsions les plus importantes dans le secteur de l'énergie européen proviennent actuellement de la non-neutralité de l'État sur le choix des technologies ou des emplacements. Les impôts, taxes et subventions à l'origine de distorsions sont la principale source de problèmes, surtout s'ils diffèrent d'un État membre à l'autre. Outre la forte hétérogénéité des systèmes fiscaux, les mesures visant à réaliser les objectifs spécifiques en matière d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables évoqués dans la partie précédente produisent de nombreuses distorsions. Par exemple, les surtaxes pour les énergies renouvelables appliquées à l'énergie électrique en Allemagne réduisent l'attractivité de l'électricité par rapport à d'autres sources énergétiques et par rapport à des investissements dans la flexibilité de la demande : elles vont donc à l'encontre de la vision globale d'un monde de l'énergie reposant en grande partie sur de l'électricité produite par les énergies renouvelables (intermittentes).

En principe, le marché intérieur devrait empêcher ce type de distorsions d'entraver la concurrence au sein de l'Europe. Toutefois, la version actuelle des traités européens et leur application récente par la Commission indiquent que les États membres disposent encore d'une marge importante pour créer des conditions de marché pour des technologies (ou des emplacements) spécifiques à l'intérieur de leurs frontières. Toute réduction de ces distorsions contribuerait à l'efficacité et à la compétitivité du secteur énergétique européen¹.

(1) Pour une analyse détaillée de la situation du secteur de l'électricité, voir Bettzüge (2013), *op. cit*

Le système d'échange de quotas d'émissions de l'UE (EU ETS) constitue un excellent exemple d'intervention politique au niveau de l'UE-28 qui ne tient pas compte du lieu et de la technologie. Au sein des secteurs concernés par l'EU ETS, les solutions pour la réduction des émissions mettent en concurrence les différentes technologies et les États membres, générant ainsi une réduction des émissions de CO₂ en Europe avec un bon rapport coût/efficacité. Ainsi, tant que l'UE maintiendra son engagement de réduction des émissions, l'EU ETS doit être considéré comme l'instrument principal pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre en Europe¹.

L'efficacité de l'EU ETS pourrait être renforcée si les actions supplémentaires visant la promotion de technologies spécifiques telles que l'efficacité énergétique ou les énergies renouvelables étaient supprimées ou au moins réduites. La concentration sur le système EU ETS plutôt que sur des mécanismes de soutien à des technologies spécifiques permettrait notamment d'accroître l'efficacité intertemporelle. Actuellement, l'Europe (continentale) doit faire face à une surcapacité importante dans le secteur de la production d'énergie. Le fait d'inciter à l'investissement dans des capacités de production (renouvelables) supplémentaires accroît cette surcapacité. En termes de coût du capital, la réduction des émissions pourrait être réalisée aujourd'hui à un coût beaucoup plus bas en augmentant progressivement l'utilisation de centrales électriques (existantes) générant moins d'émissions de CO₂. Les acteurs du marché peuvent déjà identifier la meilleure façon de réaliser ces ajustements en se fondant sur les signaux-prix du CO₂. Ainsi, les énergies renouvelables ne sont pas nécessaires aujourd'hui pour atteindre les objectifs de l'UE en matière d'émissions de CO₂.

Cependant, le nombre d'installations conventionnelles en Europe va diminuer au cours des quinze prochaines années, certaines atteignant la fin de leur cycle de vie. Conformément à l'EU ETS, les investissements de remplacement prendront alors en compte l'objectif CO₂. Des simulations indiquent clairement qu'en partant de l'hypothèse d'un cap européen strict en matière de CO₂, des investissements dans les énergies renouvelables entreraient de toute façon sur le marché en fonction des signaux-prix envoyés alors par l'EU ETS. L'accélération de ce processus par les gouvernements entraîne une augmentation des coûts, à la fois par accélération de l'obsolescence des installations existantes et parce que les investissements réalisés dans dix ou quinze ans

(1) Des taxes sur le CO₂ pourraient en principe jouer un rôle équivalent. Elles posséderaient certains avantages et désavantages par rapport au système EU ETS, dont aucun ne plaiderait clairement en faveur des taxes. Toutefois, en ce qui concerne la mise en œuvre, l'EU ETS a déjà été mis en place, tandis que l'introduction de taxes européennes sur le CO₂ se confronterait probablement à une opposition juridique et politique des États membres. De plus, sur le plan extérieur, l'EU ETS pourrait constituer un excellent instrument pour associer des pays partenaires, par exemple en Afrique du Nord, afin de faciliter des paiements de transfert, qui doivent nécessairement faire partie de toute avancée vers un accord mondial sur les émissions carbone. L'internationalisation de l'effort européen sera beaucoup plus difficile à obtenir avec des taxes qu'avec l'EU ETS.

le seront probablement à un coût plus bas du fait de la courbe d'apprentissage technologique mondiale.

De plus, au vu des avantages de ce système, l'UE pourrait même envisager d'étendre son système de plafonnement et d'échanges actuellement appliqué à un seul secteur (intéressant d'un point de vue politique) aux secteurs du chauffage et du transport, plutôt que d'inventer simultanément une multitude d'interventions spécifiques (essentiellement nationales) pour réduire les émissions dans ces secteurs. Dans ce contexte, les impôts, taxes et réglementations énergétiques devraient être soigneusement réexaminés dans l'ensemble des États membres afin de déterminer dans quelle mesure ils contribuent de manière rentable à l'objectif de réduction des émissions de CO₂, puis rationalisés. Il serait important notamment d'améliorer la jonction entre le secteur concerné par l'ETS et les secteurs ne relevant pas de l'ETS.

Toutefois, selon de nombreux observateurs, y compris la Commission européenne, le système EU ETS serait déficient. Le problème avancé régulièrement est que « le prix du CO₂ est trop bas du fait d'un excès de quotas d'émissions délivrés par le passé ».

Dans son premier tronçon, cette phrase signifie que le prix est « trop bas » pour qu'une certaine technologie de réduction des émissions puisse être compétitive, par exemple les énergies renouvelables ou le passage du charbon au gaz. De ce fait, cet argument dissimule une absence de neutralité en matière de technologie. De plus, un système de plafonnement et d'échanges tel que l'EU ETS a pour vocation de gérer des volumes et non des prix. Ainsi, cette affirmation signifierait que le plafonnement devrait être plus strict et ne concernerait donc pas l'EU ETS en tant que système mais plutôt la stratégie globale de l'Europe dans les négociations sur le climat. L'UE est évidemment libre de fixer un objectif unilatéral plus strict pour les secteurs concernés par l'EU ETS. Elle pourrait mettre en œuvre cet objectif soit de façon directe, en abaissant le plafond, soit de façon indirecte en appliquant un tarif minimum positif pour les quotas d'émissions. Mais de telles mesures ne feraient que s'ajouter à l'EU ETS au lieu de corriger les défaillances pointées.

Le deuxième tronçon de la citation est plus intéressant. Il concerne l'échange de quotas de CO₂ dans le temps et se rapporte donc au système d'échanges en tant que tel. Les décideurs politiques (et l'opinion publique) évaluent généralement les émissions année par année, envisageant ainsi un modèle de réduction linéaire. Or l'EU ETS fonctionne selon des périodes d'échange pluriannuelles et offre la possibilité de reporter les quotas d'émissions d'une période à une autre. De ce fait, les acteurs du marché comptent sur la liquidité dans le temps de ces quotas d'émissions. Ils devraient sinon fixer leurs positions sur une année donnée, ce qui entraînerait très probablement des signaux-prix du CO₂

peu crédibles¹. Ainsi, par définition, l'EU ETS ne peut pas servir à réduire les émissions année par année mais uniquement à fixer un plafond pour les émissions cumulées sur toutes les périodes d'échanges reliées par des reports. Ainsi, si les émissions annuelles n'atteignent pas les objectifs prédéfinis, l'EU ETS abaisse le plafond d'émissions pour les années suivantes.

Dans une perspective globale, cela ne pose aucun problème. Il n'est pas important de savoir si l'Europe réduit ses émissions en 2015 ou en 2018 ; du point de vue de l'atmosphère, c'est l'effet cumulatif qui compte. Ainsi, le système EU ETS ne pose aucun problème du point de vue de la réduction des émissions. Il en pose un néanmoins sur le plan politique : les hommes politiques souhaitent afficher auprès de leur électorat une réduction réelle continue des émissions, mais une telle réduction ne peut pas être garantie par un mécanisme intertemporel comme l'EU ETS.

Cette situation pose un dilemme : d'un côté, les hommes politiques sont enclins à intervenir si les effets dans le temps du système vont à l'encontre de leurs intentions et le système se trouve ainsi exposé en permanence de façon latente à un risque d'intervention politique *ad hoc*. De l'autre côté, outre sa valeur symbolique, la flexibilité dans le temps apporte une valeur économique. En plus de la question de la liquidité, les échanges intertemporels sont également utiles d'un point de vue macroéconomique, en réduisant le prix du CO₂ dans des situations économiques difficiles (comme aujourd'hui) et en l'augmentant lorsque l'économie est en pleine croissance.

Ainsi, une restriction intertemporelle pour l'EU ETS telle que celle proposée par le mécanisme de réserve de stabilité du marché (Market Stability Reserve, MSR) n'est raisonnable d'un point de vue économique que si elle permet de réduire ce dilemme, c'est-à-dire si elle accroît l'engagement des politiques à ne pas intervenir dans le cas où les résultats du marché ne leur conviendraient pas, et ce à un coût supplémentaire relativement faible en termes de transparence et de liquidité.

Il n'est pas du tout évident de déterminer si et comment la proposition actuelle de la Commission européenne parviendra à améliorer l'engagement de non-intervention. Le MSR ajouterait un niveau supplémentaire (relativement complexe) de réglementation qui doit être interprétée par les acteurs du marché et qui, en introduisant de nouveaux concepts tels que le « nombre de quotas en circulation », ouvrirait la voie à une multitude de micro-interventions de la part des décideurs politiques. En réalité, le MSR semble trop sophistiqué pour son objet.

Dans une perspective de flexibilité dans le temps et d'engagement de non-intervention plus fort, il serait probablement beaucoup plus simple d'attribuer simplement un taux de

(1) Voir les expériences avec la première période d'échanges de l'EU ETS (2005-2007) qui ne permettait pas le report de quotas sur la seconde

dépréciation aux quotas d'émissions à partir d'une année donnée (selon des limites prédéfinies). Un tel système pourrait être organisé dans le cadre d'un processus annuel transparent impliquant la Commission, le Conseil, le Parlement européen et les parties prenantes. Une autre solution consisterait à mettre en place un niveau de prix minimum ou maximum pour s'assurer que les échanges intertemporels ne conduisent pas à des prix excessivement bas ou hauts à certaines périodes. Il est à noter toutefois que toute approche jouant sur l'important nombre de quotas d'émissions impliquerait une modification de l'engagement de réduction unilatéral.

Ainsi, en tant que système, l'EU ETS est beaucoup plus efficace qu'on ne le pense communément. Des ambitions plus élevées en matière de réduction des émissions européennes ne doivent donc pas être défendues en tordant le mécanisme mais plutôt en définissant ouvertement un plafond plus bas, que ce soit de façon directe ou indirecte, *via* les prix.

6. Amélioration de la résilience du secteur énergétique européen

Du fait de la part importante des importations d'énergie en Europe et des menaces ordinairement associées à une dépendance énergétique à l'égard de puissances étrangères, tout effort diplomatique de dialogue avec des pays producteurs d'énergie aux frontières de l'Europe doit être associé à une amélioration de la résilience du secteur énergétique européen.

Le rôle de l'État, c'est-à-dire de l'UE et de ses États membres, dans l'amélioration de la résilience ne devrait pas porter sur le choix direct de sources d'énergie primaire comme l'affirment régulièrement les politiques (et une certaine interprétation de l'article 194 du traité de Lisbonne). Comme il a été évoqué ci-dessus, ce choix devrait être laissé au marché sur la base de signaux-prix adaptés et d'anticipation des prix.

Les politiques auront toujours la possibilité et le devoir d'exercer une influence indirecte sur le bouquet énergétique par le biais de la réglementation technique (autorisations) qu'ils imposent pour l'utilisation des énergies produites sur le territoire (nucléaire ou gaz de schiste, par exemple). Plus ces réglementations relatives aux énergies produites sur le territoire seront strictes, plus l'Union européenne sera dépendante sur le plan énergétique. Les différentes approches des États membres en matière d'autorisations ont donc un effet indirect sur la sécurité d'approvisionnement de tous les États membres et devraient donc régulièrement faire l'objet de comparaisons et de débats au niveau européen. Le charbon, le lignite et le gaz produits sur le territoire, qui peuvent tous être fournis en toute sécurité sur le marché européen, ne doivent pas être exclus du bouquet énergétique par la volonté du gouvernement. Comme évoqué ci-dessus, une action visant une technologie spécifique menée contre le charbon ou certaines technologies de

production pour le gaz (appelées fracturation) serait préjudiciable à la fois sur le plan de la réduction des émissions de CO₂ et sur celui de la sécurité d'approvisionnement.

En plus de la nécessité d'équilibrer soigneusement des objectifs divergents pour l'autorisation de certaines technologies, l'autre rôle essentiel de la politique consiste à fournir des infrastructures (redondantes). Seules les infrastructures redondantes offrent suffisamment de flexibilité pour pallier des ruptures d'approvisionnement à court terme, qui apparaissent actuellement comme la principale menace.

La réalité de ces menaces reste sujet à débat. Les pays producteurs ont tout intérêt à offrir une sécurité d'approvisionnement à leurs clients. Ainsi, les problèmes d'approvisionnement en gaz connus par l'Europe ces dix dernières années étaient généralement liés (et le sont toujours) aux pays de transit plutôt qu'aux pays producteurs. De ce fait, des projets tels que le North Stream ou le South Stream (dans son projet initial), offrant une connexion directe avec un pays producteur et évitant ainsi le transit par des pays non membres de l'UE, présentent des avantages évidents pour une amélioration de la sécurité d'approvisionnement.

En outre, avec la réduction de la demande de gaz en Europe, un grand nombre d'infrastructures d'importation de gaz européennes sont actuellement inutilisées. Des études indiquent que dans l'état actuel des choses, il faudrait une rupture de longue durée de l'approvisionnement en gaz en Europe pour créer des difficultés graves.

Néanmoins, l'amélioration de la résilience (et de la liquidité) *via* un développement des infrastructures énergétiques européennes (réglementées) est utile et peut être réalisée à un coût assez limité. L'amélioration des infrastructures devrait prendre deux formes principales : d'une part le développement des réseaux d'un point de vue physique, à la fois au sein des pays et entre les pays et d'autre part l'accroissement de la flexibilité, par exemple *via* l'utilisation des TIC (en particulier pour l'électricité) ou l'installation de terminaux de GNL, de capacités de stockage ou de capacités d'inversion de flux (pour le gaz)¹.

Une question essentielle concerne le financement de ces investissements. Ils permettraient d'offrir une redondance au marché en cas de crise éventuelle mais entraîneraient une sous-exploitation dans des conditions normales de marché. Les avantages d'une assurance contre d'éventuelles interruptions de l'approvisionnement en gaz étant considérés comme ayant une portée européenne et non pas nationale ou régionale, les coûts ne devront pas être répercutés au niveau local ou national mais au niveau européen. Une telle surtaxe pour la fiabilité européenne devra être supportée par le consommateur de gaz ou d'électricité européen, ce qui constituerait un important pas

(1) En ce qui concerne le gaz, une étude récente menée par l'EWI à l'Université de Cologne a montré que des terminaux de GNL redondants dans la mer Baltique et dans le sud-est de la mer Méditerranée constitueraient l'ajout le plus important pour les infrastructures européennes.

en avant vers une plus grande intégration de la réglementation du réseau. L'UE pourrait également financer ce coût de la redondance avec un budget public défini au niveau européen et financé par les États membres. Une telle approche permettrait d'intégrer plus facilement une répartition des charges asymétrique entre les États membres.

La concurrence constitue un autre élément important d'un secteur énergétique européen résilient. Les marchés du gaz, notamment dans certains États membres d'Europe de l'Est, n'affichent pas encore un niveau de concurrence correspondant à un marché du gaz sûr et fonctionnel. Si le développement d'infrastructures à flux inversé Ouest-Est peut offrir une assurance pour de courtes périodes d'interruption, il n'est sans doute pas raisonnable d'accroître ces capacités jusqu'au niveau requis pour intégrer entièrement les marchés d'Europe de l'Est avec ceux de l'Europe de l'Ouest, la logique naturelle des flux gaziers allant à l'encontre de cette idée.

Il serait préférable de faire appel à la loi sur la concurrence pour accroître la liquidité sur les marchés gaziers d'Europe de l'Est. Parmi les mesures permettant d'ouvrir des marchés du gaz non liquides pourraient figurer des restrictions sur les contrats de fourniture à long terme des importateurs, ainsi que des programmes de cession de gaz les forçant à vendre aux enchères une partie de leurs volumes de gaz importés¹. La loi sur la concurrence de l'UE serait en mesure de fournir une base suffisante pour ce type d'interventions sur le marché et réduirait la position de force de certains importateurs et de leur fournisseur sur le marché. L'idée d'un « acheteur de gaz européen unique » proposée dans le contexte de l'Union énergétique est la version extrême d'un programme de cession de gaz. Elle se heurte évidemment à de nombreux obstacles politiques et juridiques. Cela risquerait en outre d'entamer la compétitivité européenne en réduisant la concurrence entre les importateurs. Un programme de cession plus ciblé et sélectif fondé sur la loi sur la concurrence existante de l'UE semble une solution moins intrusive et parfaitement suffisante.

Pour résumer, l'enjeu de la sécurité d'approvisionnement en une énergie compétitive ne consiste pas à éviter entièrement certains pays et certains types d'énergie mais plutôt à gérer de façon adaptée notre dépendance énergétique persistante. Quatre priorités se font jour : conserver autant d'options de production d'énergie sur le territoire que possible ; accroître la résilience du secteur énergétique européen *via* un développement et une redondance partielle des infrastructures et une amélioration de la liquidité sur les marchés de l'énergie européens ; réduire la dépendance vis-à-vis de pays de transit peu fiables, soit en accroissant leur fiabilité, soit en les contournant ; maintenir et élaborer un partenariat efficace avec les principaux pays producteurs proches de l'UE.

(1) En Allemagne, des mesures de ce type (imposées à E.ON Ruhrgas dans le cadre de la fusion E.ON-Ruhrgas) ont considérablement contribué au développement d'un marché de gros du gaz liquide.

7. La meilleure option : une concurrence européenne sans entrave

En plus de sa proximité géographique avec d'importantes sources d'énergie, notamment en Russie, au Moyen-Orient et en Afrique du Nord, les meilleurs atouts de l'UE sur la scène mondiale de l'énergie sont un vaste marché intérieur et des infrastructures énergétiques déjà bien développées. Le renforcement du marché intérieur et la maîtrise des forces de concurrence dans les 28 États membres demeure vraisemblablement la meilleure solution pour le secteur énergétique européen.

Dans ce contexte, une option gagnante sur tous les plans consisterait à développer les interconnexions physiques au niveau des goulets d'étranglement. De telles interconnexions auraient un coût relativement faible d'un point de vue économique, tout en permettant de réduire le coût global du système énergétique, d'améliorer la concurrence au sein de l'UE et d'augmenter la résilience du secteur.

Outre le développement des interconnexions, la concurrence européenne pourrait être accrue par une large gamme de mesures concernant notamment l'amélioration de la coopération transfrontalière au sein de l'Europe. À l'exception du système EU ETS, le cadre réglementaire et les institutions correspondantes sont encore nettement nationaux. Si l'Union définit des directives générales, leur mise en œuvre et leur supervision demeurent largement du ressort des instances de réglementation et des parlements nationaux. Le secteur connaît donc une importante hétérogénéité de ces cadres institutionnels et rares sont les exemples d'institutions transfrontalières allant au-delà du rôle de coordination joué par l'ACER, le CEER, l'ENTSO-E, ou l'ENTSO-G.

Face à cette hétérogénéité persistante, une définition plus détaillée de normes institutionnelles et réglementaires européennes communes contribuerait à un marché européen plus intégré et donc à une concurrence plus efficace sur les vingt-huit marchés nationaux. De telles améliorations demeurent assurément possibles, même dans le cadre des traités européens existants. Il a par exemple été possible de coupler efficacement les marchés de gros européens, la prochaine étape importante étant un couplage de marchés intra-journaliers. Dans ce contexte d'amélioration progressive des institutions, le développement de codes de réseau communs juridiquement contraignants pour l'ensemble de l'Union européenne représente un important pas en avant vers un cadre institutionnel plus harmonisé. De plus, l'ajustement de la configuration de « zones d'enchères » (*bidding zones*) afin de refléter de manière adaptée les goulets d'étranglement existants permettrait d'améliorer la concurrence. Les tentatives nationales de gestion d'importants goulets d'étranglement structurels à l'aide de mesures réglementaires, par exemple en Allemagne¹, entraînent une distorsion des prix du

(1) La « zone d'enchère » allemande encourage les marchés de l'énergie suisse et français à importer de l'électricité allemande alors qu'il existe d'importantes sources éoliennes dans le nord de l'Allemagne et dans

marché du gros et conduisent par conséquent à des flux énergétiques inefficaces en Europe.

Parce que les GRT jouent un rôle primordial dans les processus politiques définissant les cadres et les institutions, leurs fusions transfrontalières pourraient constituer un catalyseur important pour ce type de développements. La fusion des GRT français et allemands serait susceptible de générer une dynamique particulière¹. De telles fusions transfrontalières pourraient en outre contribuer à favoriser une optimisation du système transfrontalier, notamment pour le développement d'un réseau efficace et efficient.

Toutefois, une approche progressive de ce type risque fortement de se heurter à une barrière structurelle, une sorte de « plafond de verre » pour l'intégration du marché européen. Cette barrière est due au fait que l'UE n'est pas dotée d'un mécanisme efficace pour gérer la redistribution transfrontalière, par exemple pour certains investissements dans le réseau ou d'autres éléments de coût répercutés sur le consommateur d'énergie, par exemple le coût de réacheminement ou des réserves de capacités, entre autres. Par ailleurs, une intégration complète de marchés d'équilibrage, qui possèdent nécessairement une structure monopolistique, semble relativement difficile à l'heure actuelle. Il en est de même pour la définition géographique de « zones d'enchères » ou de zones entrée/sortie, dans lesquelles les prix de gros et les surtaxes sont « mis en commun », ou pour des systèmes de promotion conjoints, par exemple pour les énergies renouvelables au niveau européen. Toute mise en commun transfrontalière entraînera d'elle-même une amélioration des institutions existantes, mais entraînera en même temps des flux financiers transfrontaliers directs, ce qui posera des difficultés sur le plan politique et juridique.

Ainsi, toute initiative nécessitera très certainement des instances de réglementation transfrontalières (semblables d'une certaine façon à la Banque centrale européenne par exemple), qui devront à leur tour recevoir une légitimité de traités et d'actes parlementaires correspondants au niveau national. Du fait de la situation actuelle de l'Union européenne, il semble peu probable que des progrès significatifs puissent être réalisés dans ce sens au niveau de l'UE à 28 dans un avenir proche. Des initiatives régionales ou même bilatérales constituent probablement un point de départ plus réaliste pour tendre dans cette direction. Des coopérations entre la péninsule ibérique et la France, entre la France et le Benelux ou la France et l'Allemagne apparaissent comme les candidats les plus naturels pour ce type d'efforts, à condition que les politiques soient prêts à prendre de telles initiatives.

les pays voisins. Toutefois, du fait d'un goulet d'étranglement en Allemagne, cette électricité ne peut pas physiquement être transportée vers la frontière sud de l'Allemagne. Ainsi des centrales électriques du sud de l'Allemagne (extra-marginales) doivent être ré-équipées pour exporter de l'électricité vers la France et la Suisse, à un coût marginal que le marché suisse ou français n'aurait pas acheté en premier lieu.

(1) Fondation Jean-Jaurès, note n° 251 (2015).

Enfin, un élément important du débat concernant le rôle des politiques sur le marché de l'électricité mérite d'être étudié plus en profondeur : la question de la capacité de production adaptée sur le long terme. Les décideurs politiques subissent une pression pour fournir des engagements contraignants aux investisseurs afin de réduire le risque de sous-investissement, c'est-à-dire des prix de l'électricité excessivement élevés, voire un rationnement de l'énergie¹.

Il convient de distinguer soigneusement deux aspects du débat : la question de « l'argent manquant » dû à des plafonnements tarifaires explicites ou implicites d'une part et la question de l'absence de marché sur le long terme pour les investissements dans les centrales électriques d'autre part.

Pour ce qui est du premier aspect, il s'agit à l'heure actuelle d'un débat fictif. Les prix sont loin d'atteindre des pics historiques, même dans des conditions de marché tendues, à la fois pour les marchés spot et pour les marchés d'équilibrage existants (qui fournissent essentiellement des tampons de capacité). De plus, des projections dans le temps sont extrêmement difficiles, notamment par manque d'estimations fiables de l'élasticité de la demande. Il est donc difficile de savoir si des pics tarifaires risquent d'apparaître régulièrement si les décideurs ne proposent pas une intervention supplémentaire sur le marché. À noter que si les pénalités prévues en cas d'écart par rapport aux programmes choisis sont suffisamment élevées, les acteurs du marché auront toujours intérêt à maîtriser leur capacité. Ainsi, les tarifs sur les marchés spot et d'équilibrage devraient refléter correctement à tout instant la rareté ou la capacité au sein du système. De ce fait, s'il survenait un problème lié à la formation des prix, l'augmentation des pénalités pour les écarts par rapport au programme pourrait constituer une solution relativement simple².

Pour ce qui est du second aspect, les décideurs ne connaissent pas mieux les évolutions potentielles du marché que le marché lui-même. De ce fait, ils ne sont pas en mesure de pallier efficacement l'absence d'un marché sur le long terme³. Ils ne connaissent pas notamment l'évolution de la demande et assureront donc probablement toujours un niveau de capacité sous-optimal, très certainement de façon optimiste. L'assurance des gouvernements ne fait pas disparaître ce risque lié à la demande mais conduit plutôt à

(1) Des garanties de ce type sont présentes par exemple dans les engagements apportés vis-à-vis des investisseurs dans les EnR en Allemagne ou aux investisseurs dans le nucléaire au Royaume-Uni et plus généralement dans la logique de mécanismes de capacités comme ceux mis en place récemment au Royaume-Uni.

(2) Cette solution fait partie des mesures proposées par le gouvernement allemand dans son livre vert publié récemment sur l'organisation du marché de l'électricité.

(3) La redondance de production est différente de la redondance des infrastructures évoquée dans la partie précédente. Les infrastructures présentent des caractéristiques de monopole naturel et sont donc réglementées. La production constitue une activité concurrentielle et n'est régulée qu'à la dernière minute avant la réalisation physique (généralement sur des marchés d'équilibrage unilatéraux).

une redistribution du risque qui passe de l'investisseur à un tiers. En général, comme c'est le cas en Allemagne et au Royaume-Uni, les gouvernements ne paient pas eux-mêmes les primes d'assurance mais en répercutent le coût sur les consommateurs d'électricité. Cette situation a pour effet d'accroître la probabilité que les décideurs politiques utilisent l'assurance à mauvais escient pour distribuer des rentes (comme c'est le cas en Allemagne pour les garanties relatives aux énergies renouvelables).

Les réserves stratégiques sont envisagées comme un mécanisme possible permettant d'offrir une sécurité de capacité sur un marché tendu, sans tenir compte de la répartition des prévisions concernant le marché. Toutefois, afin d'éviter toute distorsion, elles doivent être soigneusement étudiées. Les règles d'utilisation méritent notamment une attention soutenue. En substance, le déclencheur tarifaire pour la réserve agit comme un plafond tarifaire pour le marché¹. Si le seuil de déclenchement est fixé trop bas, l'introduction d'une réserve stratégique risque d'aggraver le problème qu'elle comptait résoudre. Il pourrait en résulter un glissement dangereux vers une part toujours plus importante de la réserve stratégique, notamment parce que l'État ne dispose pas des données nécessaires pour décider de la taille appropriée de la réserve.

En raison des problèmes que pose un contrôle de capacité par l'État, certains observateurs suggèrent plutôt un « contrôle de capacité décentralisé ». De telles approches impliquent un commerce obligatoire d'options de capacités sur le long terme. En principe, de tels contrats pourraient également être offerts par le marché sur une base de volontariat et sont en réalité déjà utilisés². Rendre ces contrats obligatoires accroîtrait probablement leur liquidité mais entraînerait un coût administratif supplémentaire, en particulier pour les consommateurs qui n'ont pas besoin d'assurances tarifaires aussi élevées. Le fait que ce système produise ou non des effets dépend principalement des pénalités appliquées pour les écarts par rapport aux programmes³. De plus, même si ce mécanisme avait des effets sur la capacité, son effet net sur le bien-être social n'est pas évident du fait du coût de transaction et dépend fortement de la forme spécifique des obligations imposées aux consommateurs.

(1) Si l'option d'achat est exercée sur la réserve stratégique sur la base d'un déclencheur tarifaire, la réserve est alors directement reliée au marché. Toutefois, cela ne change rien à l'argument si les règles d'utilisation sont basées sur des conditions purement techniques et non commerciales, par exemple comme le droit des GRT allemands à redistribuer certaines centrales électriques. Mais la probabilité positive selon laquelle la réserve stratégique sera utilisée dans certaines conditions de marché entraînerait tout de même une distorsion du marché, réduisant ainsi la marge pour des investissements dans des capacités de centrales électriques ne constituant pas des réserves.

(2) La mise en place récente de produits de plafonnement intrajournaliers par l'EEX. De plus, l'acquisition d'une participation dans des centrales électriques pourrait apporter une garantie sur le long terme : voir la structure de partage des risques finlandaise (modèle Mankala) provenant d'investissements directs d'entreprises consommant un important volume d'énergie dans les centrales finlandaises.

(3) La pénalité appliquée en cas d'utilisation trop importante d'énergie par rapport au volume prévu sert notamment de tarif de sécurité pour l'assurance de capacité. Voir ci-dessus.

Il convient de mentionner un autre problème. À la différence de la plupart des autres secteurs, il existe un risque supplémentaire tangible lié à un investisseur sur le long terme pour le marché de l'électricité : comme l'investissement est irrécupérable, les décideurs politiques pourraient être tentés de s'en approprier une partie (directement ou indirectement) si la valeur de l'actif s'avère élevée (tarifs et marges très élevés). Il se pose ainsi un problème d'engagement entre l'investisseur et le gouvernement. Il est difficile pour le marché d'offrir de lui-même une assurance pour contrer ce problème. Des paiements garantis par le gouvernement pourraient résoudre ce problème à condition que des modifications rétroactives de ces engagements soient exclues de façon explicite par le système juridique du pays¹.

Si un problème d'engagement de ce type peut se poser, des garanties de capacité sur le long terme administrées par le gouvernement sont une solution possible. Ce n'est pas la seule et *a fortiori* pas la plus efficace. Des co-investissements directs du gouvernement constitueraient par exemple une autre façon de résoudre ce problème d'engagement. De plus, des règles constitutionnelles au niveau national ou des traités internationaux contraignants sur le libre-échange comme les traités européens peuvent permettre de réduire ce risque politique spécifique, à condition d'être correctement mis en œuvre et de prévoir des sanctions adaptées.

Quoi qu'il en soit, la surcapacité actuelle (en Europe « continentale ») indique que même s'il existait, ce type de problème d'engagement ne constituerait pas une question urgente pour les décideurs (de l'Europe « continentale »). De plus, l'abondance des options d'investissement assorties de périodes d'amortissement à court et à moyen terme, par exemple dans les moteurs à gaz, les turbines à gaz à circuit ouvert ou dans la flexibilité de la demande, réduisent encore le caractère d'urgence de cette question. Ainsi, pour résumer, l'introduction de mécanismes de capacité supplémentaires parallèlement aux marchés d'équilibrage existants doit être traitée avec la plus grande prudence².

Conclusion

La politique énergétique européenne résume les défis d'une Union européenne qui perd de son influence sur la scène mondiale plus vite qu'elle ne progresse dans l'intégration des États-nations jadis indépendants. Plus encore que pour d'autres secteurs, les gouvernements et les parlements appréhendent la politique énergétique comme un domaine qu'ils doivent défendre contre l'intégration et l'harmonisation européennes, s'agissant en particulier des taxes énergétiques et du secteur de l'électricité.

(1) C'est le cas par exemple pour les engagements pour l'EEG en Allemagne, mais ce n'était pas le cas pour les subventions pour les énergies renouvelables promises aux investisseurs en Espagne, sur lesquelles est revenu le gouvernement au moment de la crise budgétaire.

(2) Voir Bettzüge (2013) pour une analyse plus approfondie de cette question.

De plus, le débat public sur la politique énergétique européenne a tendance à fortement sous-estimer à quel point l'Europe est dépendante d'évolutions mondiales qu'elle n'a plus les moyens de contrôler. Quelles que soient les décisions des responsables politiques européens à court terme, l'UE continuera longtemps encore d'importer de l'énergie provenant de partenaires extérieurs. Et quel que soit le niveau de réduction des émissions en CO₂ atteint par l'UE, il faudra qu'elle soit imitée par d'autres pays si on veut éviter une augmentation massive des émissions mondiales. Ainsi, il est urgent de mener un débat public à la fois général et factuel sur la façon la plus efficace pour l'Europe de contribuer à la lutte mondiale contre le changement climatique.

Avec les conditions et les restrictions politiques actuelles, qui laissent relativement peu de marge de manœuvre, l'Europe doit être attentive à ne pas trop miser sur un objectif unilatéral de réduction des émissions. Elle devrait chercher à maximiser les effets de l'approche actuelle axée sur le volume des émissions. Les gouvernements des États membres doivent notamment se montrer prudents quant à la mise en œuvre de mesures supplémentaires au niveau national, sans prise en compte des effets de retour au niveau européen. Au final, le reste du monde ne cherchera pas à savoir si l'Europe a réduit ses émissions en Pologne, en Espagne ou au Royaume-Uni. Si l'on examine la situation avec réalisme, l'Europe ne peut pas s'offrir le luxe d'avoir 28 politiques nationales en matière de climat et d'énergie s'adressant à 28 publics différents et hétérogènes.

De plus, les évolutions sur les marchés mondiaux de l'énergie doivent constituer un élément essentiel pour déterminer la stratégie de l'Europe pour l'énergie et le climat. Une réduction des prix de l'énergie augmente par exemple le coût d'une stratégie unilatérale de réduction des émissions et devrait donc influencer sur les objectifs de réduction des émissions européens. Aucun mécanisme de rétroaction de ce type n'a été étudié jusqu'à présent et les objectifs européens en matière de réduction du CO₂ sont définis sans aucune référence aux évolutions mondiales.

Ainsi, de façon générale, l'Europe aurait tout intérêt à élaborer une stratégie énergétique adaptée aux évolutions mondiales et à sa position structurelle. Une stratégie efficace serait vraisemblablement caractérisée par de la souplesse et de la flexibilité, et tenterait d'éviter tout grand pari politique. La forte incertitude associée au contexte énergétique devrait au contraire susciter des mesures progressives et une réflexion en termes de gestion de portefeuille. De plus, la nécessité d'accroître l'efficacité de coûts devrait pousser l'UE à repenser la subsidiarité en Europe, à réduire les risques politiques et réglementaires et à « débureaucratiser » ce secteur. De tels efforts nécessiteront une intégration et une harmonisation bien plus importantes au sein de l'UE, une tâche ardue étant donné la tendance générale à une renationalisation des politiques. Mais les bénéfices pour l'Europe seraient conséquents.

Par ailleurs, une vision stratégique de ce type de politique énergétique pourrait également encourager l'Europe à envisager des politiques dans d'autres domaines

importants tels que l'éducation, l'industrie ou la défense, qui sont déjà ou seront à l'avenir affectés par les mouvements tectoniques de la structure énergétique mondiale, et à produire une perspective cohérente incluant tous ces domaines. Il n'existe par exemple pas de clair débat à l'heure actuelle sur le fait que la conservation de l'activité industrielle en Europe nécessite des prix de l'énergie compétitifs et sur la façon de débarrasser ces objectifs des nombreuses initiatives qui accroissent la charge des coûts énergétiques pour les consommateurs européens. L'efficacité énergétique constitue une réponse insuffisante car si l'industrie doit en payer le prix, ces efforts risquent d'accroître les coûts plutôt que de les réduire.

Cependant, au lieu d'élaborer une stratégie solide face à différents scénarios d'évolution mondiale, la politique énergétique européenne semble de plus en plus façonnée par le dogme. Cette approche dogmatique apparaît clairement dans la rhétorique simplificatrice consistant à affirmer que les investissements dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique technique permettront de résoudre rapidement toutes les difficultés de l'UE en matière d'énergie, sans conflits ni arbitrages. Du coup, ces difficultés et ces nécessaires arbitrages ne semblent pas faire l'objet de l'attention qu'ils méritent. Au contraire, la micro-gestion de choix d'investissements ouvre la voie à une recherche de rentes politiques potentielles (donc à un risque politique).

Il faut noter que l'intervention dans le secteur énergétique ne constitue absolument pas une urgence, contrairement à ce que pense l'opinion publique. Avec une demande peu soutenue, d'importantes capacités et un plafonnement efficace des émissions de CO₂ pour le secteur, les décideurs européens pourraient théoriquement et temporairement ne pas s'occuper du secteur. La même analyse vaut pour d'autres secteurs, sauf pour la mise en place d'une réduction efficace des émissions de CO₂ par une extension du système EU ETS à ces secteurs.

Le très faible coût du capital sur le court terme ne devrait pas être gaspillé dans des projets d'investissement inefficaces mais utilisé au contraire pour des investissements pouvant produire des rendements d'échelle croissants pour l'Europe. La plupart de ces opportunités sont à chercher en dehors du secteur de l'énergie, notamment dans les infrastructures pour le trafic et l'économie numérique, ainsi que dans la recherche et l'éducation. S'agissant du secteur de l'énergie, des bénéfices sociaux conséquents ne peuvent être attendus que pour les investissements dans le réseau, notamment transfrontalier. De ce fait, l'attention publique devrait cesser de se porter sur l'intervention dans des décisions compétitives concernant la production (les énergies renouvelables, par exemple) ou la demande (l'efficacité) pour s'attacher davantage à la promotion d'investissements régulés.

De manière générale, le calendrier relatif aux efforts réalisés par l'Europe pour développer son secteur énergétique constitue un aspect sous-évalué de la politique énergétique européenne. Des objectifs ambitieux sur le long terme ne doivent pas

nécessairement être traités par des actions radicales immédiates sur le court terme, sauf pour le réseau européen. La capacité ainsi libérée dans les institutions politiques pourra ensuite être utilisée pour traiter certains des enjeux de gouvernance fondamentaux, par exemple la compréhension de la signification de l'article 194 du traité de Lisbonne ou un débat sur la meilleure façon de produire un double dividende grâce aux taxes énergétiques et à la vente des quotas de CO₂.

Pour résumer, la stratégie énergétique européenne devrait penser à partir du présent en se projetant vers un avenir nécessairement ouvert, au lieu de revenir de façon rétrospective au présent à partir de visions étroites de ce que sera l'avenir¹. Une réflexion fondée sur l'idée d'un avenir ouvert commencerait par traiter les problèmes (la réduction des émissions de gaz à effet de serre, par exemple) et non les solutions possibles (certaines énergies renouvelables, par exemple). Une telle ouverture est obligatoire du fait de la rapidité des évolutions technologiques sur la planète aujourd'hui, provoquées en partie par la révolution numérique. Le monde de l'énergie du XXI^e siècle vient à peine de voir le jour et s'il est possible d'en deviner certaines orientations, il faut se préparer également à des surprises.

Ainsi, pour éviter de tomber dans le piège d'un avenir fermé, il convient de repenser entièrement l'approche européenne en matière de politique énergétique. Au cours des dix dernières années, l'Europe (ainsi que de nombreux États membres) a eu tendance à définir des objectifs quantitatifs contraignants pour certaines dimensions du secteur énergétique. À l'exception du plafonnement des émissions de CO₂ pour l'EU ETS, il s'agit là d'une approche erronée. Non seulement les différentes dimensions choisies se révéleront incohérentes et incomplètes mais, de surcroît, le fait de rendre contraignants ces objectifs spécifiques conduira nécessairement à des politiques de planification inutiles et finalement inefficaces, à l'inverse d'une stratégie fondée sur l'idée d'un avenir ouvert. Ainsi, les objectifs supplémentaires pour les énergies renouvelables et la réduction de la demande notamment ne devraient pas être mis en place comme des objectifs contraignants mais traités plutôt comme des objectifs indicatifs pour un certain scénario de réduction des émissions de CO₂.

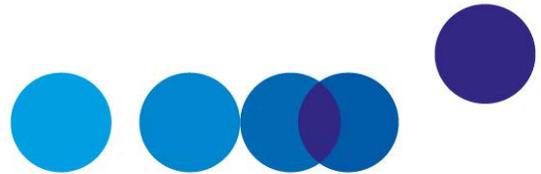
La complexité de la situation énergétique européenne serait mieux rendue par un « tableau de bord de l'UE pour le climat et l'énergie » englobant un vaste éventail d'indicateurs pertinents. Une telle approche serait similaire aux indicateurs utilisés pour mesurer l'état général de l'économie suggérés par exemple par la commission Stiglitz-

(1) Il pourrait par exemple être possible de calculer la demande énergétique optimale par rapport au PIB en Europe pour un scénario spécifique ou des évolutions futures. Mais fixer la demande totale en énergie calculée pour une année future donnée, par exemple 2030, comme un objectif quantitatif pour l'économie européenne, de surcroît contraignant, ne semble pas très pertinent d'un point de vue économique, car cela ne tiendrait pas du tout compte de toutes les incertitudes concernant l'évolution des technologies, les prix mondiaux de l'énergie ou la santé de l'économie européenne en général.

Fitoussi-Sen en France ou par l'Enquête-commission « Croissance, richesse et qualité de vie » du Bundestag allemand.

Les dimensions essentielles d'un tel tableau de bord seraient probablement les coûts (à la fois en Europe et par rapport au reste du monde), la sécurité d'approvisionnement (à la fois en termes de dépendance et de fiabilité), l'empreinte écologique de l'approvisionnement en énergie (au niveau européen et local), ainsi que des statistiques descriptives concernant la demande en énergie. À l'intérieur de ces dimensions, plusieurs indicateurs devront être identifiés, mais qui n'entrent pas dans le cadre de cet article.

Le principal intérêt de ce tableau de bord serait de visualiser la complexité de l'enjeu énergétique et de permettre d'évoquer explicitement les arbitrages entre différentes actions politiques visant à améliorer l'un de ces indicateurs. Ce tableau de bord pourrait alors aussi aider l'Europe à modifier lentement mais sûrement sa politique énergétique en la faisant passer du statut de dogme à celui de véritable stratégie.



L'UNION DE L'ÉNERGIE : CONSTRUIRE UNE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE ET CLIMATIQUE COHÉRENTE

Fabien Roques¹

Dans son discours d'ouverture tenu au Parlement européen en juillet 2014, le nouveau président de la Commission européenne, Jean-Claude Juncker, a mis en avant dix priorités essentielles pour son mandat. L'une d'elles consiste à « réformer et réorganiser la politique énergétique européenne dans le cadre d'une nouvelle Union européenne de l'énergie »². Est-ce le commencement d'une nouvelle approche ou s'agit-il simplement d'un recadrage du débat ?

Nous soutenons dans cet article que la nouvelle Union de l'énergie aura besoin d'une approche radicalement nouvelle de la politique énergétique et climatique européenne. Une politique énergétique et climatique européenne solide devrait reposer sur un ensemble d'objectifs bien définis et sur des instruments bien articulés en vue d'atteindre ces objectifs de la façon la plus efficace possible. Le cadre politique européen actuel en matière d'énergie et de climat souffre d'importantes lacunes à ces deux égards.

Cet article n'a pas pour vocation de fournir une liste exhaustive des enjeux de la politique énergétique et climatique européenne, ce qui nécessiterait un travail considérable, et s'appuie sur les précédents travaux réalisés pour France Stratégie en 2013³. Nous avons

(1) Professeur associé, université Paris Dauphine, directeur général adjoint, Compass Lexecon. L'auteur tient à remercier France Stratégie pour son soutien au cours de cette étude. Il remercie particulièrement les professeurs Marc Oliver Bettzüge (EWI) et Dieter Helm (Oxford University) pour les échanges extrêmement pertinents auxquels ce travail a donné lieu. La version originale, en anglais, figure sur le site de France Stratégie : www.strategie.gouv.fr/publications/lunion-de-lenergie.

(2) Orientations politiques de Jean-Claude Juncker pour la nouvelle Commission européenne, « Un nouvel élan pour l'Europe : mon programme pour l'Emploi, la Croissance, l'Équité et le Changement démocratique », 15 juillet 2014, http://ec.europa.eu/priorities/docs/pg_fr.pdf.

(3) Il fait suite à un premier rapport rédigé pour France Stratégie, davantage axé sur les enjeux actuels des marchés européens de l'électricité ; voir Roques F. (2014), « Les marchés européens de l'électricité en

plutôt choisi de privilégier certains aspects stratégiques en vue de formuler une série de propositions de réforme concrètes. Cet article adopte le point de vue des praticiens, reconnaissant que la meilleure approche économique est souvent difficile à réaliser, et avance ainsi des recommandations politiques en tenant compte des contraintes politiques et institutionnelles qui caractérisent la prise de décisions en Europe.

Nous commençons par évoquer les difficultés rencontrées avec les objectifs en matière de politique énergétique et climatique de la Commission européenne, puis nous proposons certaines réformes du cadre réglementaire pour atteindre ces objectifs. Dans la deuxième et la troisième partie, nous couvrons les leviers politiques de la décarbonisation et de la sécurité d'approvisionnement avant de passer en revue les changements à apporter au cadre du marché de l'énergie. Nous concluons en étudiant la manière dont les défis financiers et de gouvernance associés à ces deux priorités politiques essentielles peuvent être surmontés.

1. Les objectifs de la politique énergétique et climatique de l'Union européenne

On a souvent dit de la politique énergétique et climatique européenne qu'elle recherchait un équilibre entre un « trilemme » d'objectifs : la politique environnementale et climatique, la sécurité d'approvisionnement et la création de marchés de l'électricité et du gaz intégrés et compétitifs. Il a toujours existé une hypothèse de travail selon laquelle les différents objectifs politiques se renforçaient mutuellement. Rétrospectivement, il semblerait toutefois que les trois piliers de la politique énergétique de l'Europe ne soient pas aussi synergiques qu'on veut bien le croire. Par exemple, le lien entre les marchés de l'énergie libéralisés et la sécurité d'approvisionnement est plus complexe que prévu, alors que les sous-investissements et les cycles d'expansion et de récession semblent menacer la sécurité de l'approvisionnement en électricité dans plusieurs États membres. En outre, le programme écologique européen n'a pas été harmonisé avec l'objectif de création de marchés compétitifs et intégrés : l'impact des objectifs de 2020 sur les coûts de l'énergie et sur la compétitivité de l'Europe devient manifeste à l'heure actuelle, alors que de nombreux États membres revoient leurs politiques d'appui aux énergies renouvelables de manière à en limiter le coût pour les consommateurs.

RECOMMANDATION

Dans le contexte des discussions portant sur le cadre de la politique et du marché visant à atteindre les objectifs fixés pour 2030, la Commission européenne doit reconnaître les conflits existant entre les différents

crise : diagnostic et solutions », in *La crise du système électrique européen : diagnostic et solutions*, France Stratégie, janvier, p. 83-129, www.strategie.gouv.fr/publications/crise-systeme-electrique-europeen.

objectifs politiques et définir des priorités claires. L'analyse d'impact devrait en particulier évaluer : l'impact des objectifs environnementaux sur les coûts énergétiques et la compétitivité industrielle ainsi que l'impact sur la sécurité d'approvisionnement du déploiement de quantités importantes d'énergies renouvelables intermittentes.

Le deuxième enjeu majeur d'une définition de la politique énergétique et climatique de l'Europe réside dans le fait que celle-ci est trop autocentrée et repose sur des hypothèses implicites ou explicites contestables concernant l'avenir des marchés mondiaux de l'énergie. La stratégie de l'Europe pour mener la lutte contre le changement climatique reposait sur l'hypothèse selon laquelle les autres pays lui emboîteraient le pas et définiraient leurs propres objectifs ambitieux de réduction des émissions et de déploiement de technologies propres. Depuis 2008, peu d'avancées ont toutefois été réalisées sur la scène internationale en faveur d'un accord international visant à atténuer le changement climatique. De plus, les politiques actuelles n'incitent pas les autres pays à se joindre à l'Europe pour lutter contre le changement climatique. Ensuite, l'engagement de l'Europe en faveur de la décarbonisation reposait sur l'idée reçue selon laquelle les prix des combustibles fossiles allaient croître progressivement à l'avenir. Cette hypothèse justifiait le soutien des technologies à faible teneur en carbone, dont le coût allait diminuer au fil du temps et converger vers celui des technologies conventionnelles reposant sur les combustibles fossiles. Cela signifiait que le coût du programme écologique resterait abordable et aurait à long terme des retombées positives pour les clients européens, qui feraient des économies. Toutefois, la découverte et la production de grosses quantités de gaz de schiste aux États-Unis ainsi que la fin du « supercycle des matières premières » ont considérablement transformé la dynamique du marché international de l'énergie et remettent en cause la viabilité financière des objectifs climatiques de l'Europe.

RECOMMANDATION

Le cadre de la politique énergétique et environnementale à l'horizon 2030 doit faire l'objet de simulations dans un scénario où les partenaires commerciaux de l'Europe ne se montreraient pas coopératifs dans la lutte contre le changement climatique et où les prix des combustibles fossiles seraient inférieurs aux prévisions actuelles.

Les discussions politiques à Bruxelles et dans de nombreux pays reposent sur des hypothèses implicites ou explicites concernant les coûts des différentes technologies, ainsi que leur évolution future. Les décisions politiques stratégiques sont souvent prises en se fiant à des éléments insuffisants, voire biaisés, sur les coûts des technologies de production. Pour l'électricité par exemple, la comparaison des coûts repose souvent sur

les « coûts de production actualisés » et ne tient pas compte des « coûts de système externes » et/ou des « subventions » associés aux différentes technologies.

RECOMMANDATION

Le principe des prix « reflétant les coûts » devrait être adopté. Toutes les technologies doivent assumer le coût associé à leur effet externe sur le système énergétique et sur la société dans son ensemble.

Un processus de surveillance devrait être mis en place dans tous les États membres pour suivre l'évolution des différents types de coûts des systèmes énergétiques (y compris les coûts externes) et des subventions au fil du temps.

2. Les politiques en faveur de la décarbonisation

Le système européen d'échange de quotas d'émissions (ETS) a été soutenu par la Commission européenne dans le cadre du paquet législatif sur l'énergie verte de 2009, qui le place au cœur de la politique européenne en faveur d'un bouquet énergétique décarbonisé. Mais en pratique, ce système d'échange de quotas d'émission est devenu un « marché résiduel » de la réduction des émissions de carbone, la plupart des réductions de CO₂ résultant de politiques de soutien aux énergies renouvelables.

RECOMMANDATION

Le système d'échange de quotas d'émissions a besoin d'une réforme structurelle radicale en vue d'envoyer un signal crédible et propice aux investissements par le biais d'une trajectoire des prix minimums du carbone prévisible à long terme.

Bien qu'il existe différentes façons de mettre en place un mécanisme de gestion des approvisionnements, une approche simple, avec un prix plafond et un prix plancher, présente de nombreux avantages.

Le soutien que l'Europe apporte aux technologies propres s'est concentré sur le déploiement de technologies spécifiques qui ont reçu un appui significatif au cours de la dernière décennie. Cela contraste avec l'absence de fonds disponibles pour la recherche et le développement dans le domaine de l'énergie. En raison des incertitudes qui pèsent sur les coûts et les évolutions à venir des différentes technologies propres, un bouquet énergétique optimal devrait être axé sur la recherche et le développement et la réduction des dépenses de déploiement. Au lieu de choisir les leaders technologiques, l'Union européenne devrait investir dans la recherche fondamentale et mettre en place un cadre favorisant la démonstration et la commercialisation de l'innovation.

RECOMMANDATION

Les pays européens devraient renforcer et mieux coordonner leurs politiques de recherche et développement et d'innovation pour les technologies propres grâce à une réforme du plan stratégique européen pour les technologies énergétiques.

Les objectifs de déploiement des énergies renouvelables de 20 % / 27 % pourraient être remplacés par un objectif de déploiement de technologies propres et de recherche et développement dans ce domaine : les pays pourraient ainsi choisir de soutenir les technologies propres par le biais de la recherche et du développement et/ou du déploiement.

L'investissement dans les technologies propres découlant de régimes d'aide remplace les centrales thermiques dans l'ordre de préséance, ce qui se solde par une baisse des prix de l'énergie et des revenus des centrales thermiques. En réduisant les prix de l'énergie, les politiques en faveur des énergies renouvelables créent leur propre besoin en empêchant les énergies renouvelables de devenir compétitives sur la base des revenus de marché de gros. L'« effet de cannibalisation » sous-entend qu'il existe peut-être un besoin structurel et permanent de subvention des énergies renouvelables si la réduction de leur coût ne compense pas leur effet dépressif sur les prix de l'énergie. La gestion du rythme de déploiement des technologies subventionnées est essentielle à la fois pour contrôler les coûts et pour offrir aux investisseurs une perspective à long terme sur la valeur des actifs existants et des nouvelles centrales thermiques potentielles.

RECOMMANDATION

Les États membres devraient définir des feuilles de route de coordination des technologies propres ainsi qu'un processus de surveillance en vue de contrôler les volumes des différentes technologies propres intégrées au système.

Afin de contrôler les volumes de technologies propres, des régimes d'aide fixant un plafond de volume ou reposant sur des enchères devraient être privilégiés.

Les politiques favorisant les énergies renouvelables en Europe présentent une grande variété d'approches, des tarifs de rachat aux systèmes de primes en passant par les certificats verts. L'absence de coordination entre les approches nationales a entraîné un déploiement sous-optimal des énergies renouvelables, augmentant ainsi les coûts de système pour les consommateurs européens. Les États membres devraient améliorer la coordination des régimes d'aide aux énergies renouvelables et définir des solutions pour une participation transfrontalière.

RECOMMANDATION

Les États membres devraient améliorer la coordination des régimes d'aide aux énergies renouvelables en remodelant les mécanismes de coopération existants en vue de surmonter les obstacles ressentis vis-à-vis de leur mise en œuvre.

La Commission européenne devrait également réfléchir aux moyens permettant d'inciter les pays à prendre part à de tels mécanismes de coopération, par exemple en intégrant une prime financière ou comptable aux projets prévoyant une coopération entre les États membres pour contribuer à atteindre les objectifs en matière d'énergies renouvelables à l'horizon 2020-2030 par pays.

En Europe, les régimes d'aide aux énergies renouvelables reposent sur la production car le montant de la subvention perçue par la centrale augmente avec la production. Cela se traduit par une incitation à produire à des horaires où les prix de l'énergie sont inférieurs aux coûts évitables, ce qui crée des distorsions dans l'ordre de préséance du marché de l'électricité et gonfle ainsi les coûts. Les Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie de l'Union européenne, récemment approuvées, présentent une série de mesures visant à promouvoir une meilleure intégration de l'énergie renouvelable sur le marché.

RECOMMANDATION

Afin d'éliminer les distorsions des marchés de l'énergie créées par les régimes d'aide aux technologies propres, l'Europe devrait abandonner progressivement les programmes d'aide axés sur la production et privilégier l'aide aux énergies renouvelables sur les investissements, de préférence par le biais d'un processus de mise aux enchères.

3. Les politiques favorisant la sécurité d'approvisionnement

Les avancées réalisées dans la construction d'une interconnexion et d'autres infrastructures stratégiques favorisant l'intégration des marchés de l'électricité et du gaz se sont ralenties au cours des deux dernières décennies. Toutefois, il serait extrêmement avantageux de disposer de marchés de l'électricité et du gaz plus interconnectés, qui généreraient de 12,5 à 40 milliards d'euros par an en 2030 pour l'électricité seule, ou des économies de 25 à 80 euros par habitant et par an. Cela ne signifie pourtant pas que

tous les projets d'interconnexion profiteraient à la société et la sélection des projets qui reçoivent des aides publiques doit reposer sur une analyse coût-bénéfice¹.

RECOMMANDATION

La Commission européenne devrait se pencher sur les obstacles aux permis et aux licences, par exemple via la création d'un guichet unique relevant de l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et/ou des comités régionaux de planification du transport.

Une plus grande mobilisation des communautés locales est nécessaire pour atténuer l'opposition locale, par exemple via des mécanismes de partage des bénéfices.

La réglementation devrait inciter les gestionnaires de réseau de transport (GRT) à coopérer et à développer la capacité d'interconnexion, par exemple en imposant qu'une partie des recettes provenant des rentes transfrontalières et de congestion² soit consacrée à des investissements dans de nouvelles lignes.

Une coordination renforcée nécessite la mise en place d'agences régionales de développement des transports dont les GRT auraient la propriété commune. Une approche plus radicale consisterait à créer des GRT régionaux.

Le récent conflit entre la Russie et l'Ukraine et la discorde qui en découle concernant les approvisionnements en gaz russe ont ravivé les craintes relatives à la sécurité du gaz importé en Europe. En réponse, la Commission européenne a publié le 28 mai 2014 une stratégie relative à la sécurité énergétique de l'Union européenne. Les mécanismes permettant d'améliorer la sécurité des approvisionnements énergétiques de l'Europe sont bien connus mais les progrès se sont faits relativement rares au cours des dix dernières années.

(1) Booz & Company (2013), *Benefits of an Integrated European Energy Market*, étude réalisée pour la Direction Générale de l'énergie de la Commission européenne, juillet, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20130902_energy_integration_benefits.pdf.

(2) Dans le cas des échanges transfrontaliers d'électricité, des méthodes d'attribution des capacités (« gestion des congestions ») sont nécessaires afin que « les problèmes de congestion du réseau [soient] traités par des solutions non discriminatoires, basées sur le marché et [donnant] des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché et aux gestionnaires de réseaux de transport concernés » (article 6.1 du règlement (CE) n° 1228/2003 du 26 juin 2003 fixant le cadre des échanges transfrontaliers d'électricité). (Note de la rédaction).

RECOMMANDATION

À court terme, la résilience du réseau de gaz de l'Union européenne face aux ruptures d'approvisionnement nécessite : i) l'élaboration d'une planification préventive davantage coordonnée par le biais d'évaluations des risques régionaux, par exemple une fois par an ; ii) l'élaboration et la mise à jour régulière de procédures de préparation aux situations d'urgence.

À moyen et long terme, la sécurité du gaz de l'Union européenne peut être améliorée : i) en favorisant le développement de marchés du gaz fonctionnels et intégrés ; ii) en réduisant la demande énergétique par l'intermédiaire de politiques d'efficacité énergétique ; iii) en accélérant la construction des infrastructures stratégiques ; iv) en assurant une meilleure coordination dans le cadre des négociations avec les fournisseurs externes d'énergie et en appliquant strictement les lois de l'Union européenne en matière d'énergie et de concurrence, éventuellement accompagnées de la mise en œuvre d'un mécanisme d'intégration régionale interne pour les pays d'Europe de l'Est en vue de réduire la discrimination envers certains des États membres les plus dépendants ; v) en diversifiant les sources et les itinéraires d'approvisionnement du gaz et en favorisant la sécurité des approvisionnements autour de l'Europe (par exemple *via* la construction rapide du gazoduc trans-adriatique (TAP) qui transportera le gaz naturel de la mer Caspienne vers l'Europe).

Il est aujourd'hui à craindre que la conception actuelle du marché de l'énergie de l'Union européenne envoie de mauvais signaux en matière d'investissements, ce qui pourrait compromettre la sécurité de l'approvisionnement en électricité. De nombreux pays ont pris des mesures pour mettre en place un mécanisme de capacité par le biais d'approches extrêmement différentes. Cela se traduit par une juxtaposition de mécanismes qui pourrait fragiliser la poursuite de l'intégration des marchés européens de l'électricité. Les facteurs des mécanismes de capacité varient selon les pays, ce qui rend la faisabilité, voire la pertinence, d'une approche commune à l'échelle européenne peu probable. Mais il serait utile de travailler à l'obtention d'un certain degré de coordination, de manière à limiter les distorsions potentielles associées à différentes approches des mécanismes de capacité.

RECOMMANDATION

La Commission européenne devrait publier des lignes directrices relatives à la coordination régionale des mécanismes de capacité et garantir la possibilité d'une contribution transfrontalière à la capacité.

Les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) doivent coopérer à l'échelle régionale pour définir des procédures de certification et de vérification communes pour les centrales et une réponse à la demande, et pour élaborer des règles opérationnelles visant à faire face aux situations de crise du système.

4. Vers un cadre pour un marché durable de l'énergie

Le modèle du marché européen de l'électricité doit être harmonisé avec les nouvelles priorités politiques en faveur du déploiement des énergies renouvelables, afin d'envoyer de meilleurs signaux de pénurie et d'offrir des mesures incitatives en fonction de la localisation. L'approche historique de l'intégration du marché de l'électricité est incomplète car elle est principalement axée sur l'intégration des marchés de l'énergie du jour d'avant (*day-ahead*), alors que la croissance des énergies renouvelables intermittentes nécessite des marchés d'équilibrage et intrajournaliers liquides et bien intégrés en vue d'équilibrer le système en temps réel. Il est notamment important de veiller à ce que les prix appliqués en cas de pénurie permettent la rémunération appropriée de la flexibilité sur les marchés à court terme. Par ailleurs, le manque de signaux de localisation sur les marchés européens de l'énergie actuels se fait sentir, ce qui nuit au développement efficace et coordonné de la production, à la réponse à la demande et au réseau.

RECOMMANDATION

Le modèle des objectifs de l'Union européenne doit être révisé afin d'accélérer l'intégration d'un équilibrage à court terme par le biais de la mise en place de marchés d'équilibrage et intrajournaliers liquides et transfrontaliers et permettre ainsi l'intégration à moindre coût des énergies renouvelables dans le système.

Cela nécessite de fixer de nouvelles priorités dans le processus des orientations-cadres et des codes de réseau actuels et de confier à l'ACER une mission élargie pour surmonter certains des obstacles existants.

La redéfinition des zones de prix et/ou l'introduction de redevances de réseau en fonction de la localisation enverraient de meilleurs signaux de localisation et amélioreraient la coordination des investissements dans les réseaux et la production.

Parallèlement aux réformes axées sur les marchés à court terme, le modèle des marchés de l'électricité doit évoluer pour améliorer le recouvrement des coûts fixes (investissements) et faciliter les investissements dans les technologies à forte intensité de capital. Les marchés de l'électricité actuels ont été conçus dans les années 1990 et les dernières évolutions en matière d'énergies renouvelables soulèvent deux questions fondamentales. Alors que l'électricité était considérée comme une matière première homogène, l'introduction d'énergies renouvelables intermittentes entraîne une différenciation de l'électricité produite à partir de différentes technologies, en fonction d'un certain nombre de caractéristiques : la capacité à contrôler la production, le degré de flexibilité et de prévisibilité de la production, etc. Ensuite, la transformation de la structure des coûts en faveur des technologies à forte intensité de capital soulève des questions sur les méthodes permettant de déplacer une partie du risque d'investissement assumé par les investisseurs, par exemple *via* des contrats de longue durée, en vue de réduire le coût du capital. Le modèle des objectifs européens devra par conséquent évoluer au fur et à mesure que les technologies à faible coût variable occuperont une place de plus en plus prépondérante dans le bouquet de production.

RECOMMANDATION

À long terme, les marchés de l'électricité reposant sur une tarification au coût marginal devront être complétés par d'autres mécanismes afin de favoriser le recouvrement des coûts fixes et de réduire le coût de capital. Cela peut se faire progressivement, par l'intermédiaire de réformes continues qui mettent en place des mécanismes de capacité.

Une approche plus radicale consisterait à passer à des « marchés de l'énergie hybrides » avec mise aux enchères de contrats de capacité de longue durée pour veiller à ce qu'une concurrence existe « pour le marché », alors que les marchés au comptant et intrajournaliers assurent la concurrence « sur le marché ».

5. Les défis financiers et de gouvernance

Des investissements considérables sont nécessaires pour décarboniser le secteur européen de l'énergie et renouveler une infrastructure vieillissante. La Commission européenne estime que sur les 200 milliards d'euros nécessaires pour des réseaux d'électricité et de gaz d'envergure européenne, 100 milliards d'euros devraient être apportés par le marché seul, alors que les 100 milliards restants nécessiteront une action publique afin d'exploiter au mieux les investissements requis. Dans une économie de plus en plus internationale, une concurrence féroce pour le capital signifie que le secteur européen de l'énergie devra lutter pour attirer des financements et rivaliser avec d'autres opportunités d'investissement à l'échelle mondiale dans un éventail d'autres secteurs.

RECOMMANDATION

La Commission européenne et la Banque européenne d'investissement (BEI), conjointement aux institutions financières des États membres, doivent revoir à la hausse le montant des prêts publics et des financements en fonds propres disponibles pour les projets du réseau transeuropéen et les projets d'intérêt commun.

En outre, des accords de financement alternatifs (notamment des partenariats public-privé) ainsi que des structures d'investissement (telles que des emprunts obligataires pour le financement de projets et des fonds d'investissement appropriés) devraient être développés afin de tirer parti au mieux des capitaux privés.

Les investissements sont ralentis par l'incertitude politique et réglementaire ressentie. L'incertitude politique découle en partie de la rupture ressentie entre les objectifs politiques à long terme et les instruments politiques concrets à court terme mis en place pour atteindre ces objectifs. L'incapacité des décideurs à s'engager de façon crédible sur un ensemble d'objectifs politiques prévisibles à long terme constitue un problème majeur qui nuit au cadre européen de politique énergétique.

RECOMMANDATION

La Commission européenne et les États membres devraient élaborer des feuilles de route détaillées pour atteindre les objectifs à 2030 de la politique énergétique, afin d'anticiper les changements politiques nécessaires (par exemple l'évolution du prix du carbone, le calendrier d'abandon progressif des aides aux énergies renouvelables, etc.).

L'élaboration de ces feuilles de route politiques doit être coordonnée au niveau régional et ouverte à de nombreux acteurs de l'industrie par l'intermédiaire d'une évaluation par les pairs à l'échelle nationale, régionale et européenne.

Un processus de contrôle visant à évaluer régulièrement les progrès réalisés par rapport à la feuille de route politique et aux objectifs fixés pour 2030 devrait être mis en place.

En raison de l'interconnexion croissante des marchés européens de l'énergie, on constate une rupture grandissante avec le mandat national des opérateurs de réseaux de gaz et d'énergie ainsi que des régulateurs. Le troisième paquet Énergie-Climat a créé de nouvelles institutions à l'échelle européenne qui jouent un rôle de coordination important, notamment l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et le réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité

(ENTSO-E) et de gaz (ENTSO-G). Mais la lenteur des progrès réalisés en matière d'intégration des marchés et de projets d'infrastructures stratégiques s'explique en partie par les mandats limités de l'ACER et des ENTSO.

RECOMMANDATION

L'ACER et les ENTSO doivent être habilités à coordonner et harmoniser davantage les pratiques réglementaires nationales. Ils doivent par exemple être en mesure de surmonter certains obstacles actuellement rencontrés avec les codes des réseaux d'énergie et de gaz.

La planification indicative réalisée par l'ACER et les ENTSO devrait être renforcée pour améliorer la coordination du développement de la production et des réseaux, par exemple en élargissant la portée des plans décennaux de développement des réseaux des ENTSO afin d'évaluer l'impact de différents plans de transition énergétique nationale.

La coordination à l'échelle régionale peut être une façon prometteuse de compléter l'intégration européenne. Avec 28 États membres, il est difficile de tenir compte des circonstances et caractéristiques propres à chaque pays et la marge de coopération est plus grande en matière de politique énergétique entre les pays voisins qui partagent les mêmes contraintes. En outre, les approches régionales peuvent être l'occasion d'impliquer tous les acteurs clés en vue de trouver des solutions pratiques à la mise en œuvre de politiques européennes. La coordination politique à l'échelle régionale peut être soit informelle et s'appuyer sur des forums régionaux pour la diffusion des informations, soit plus structurée, par exemple *via* une évaluation formelle par les pairs et une forme d'institutionnalisation.

RECOMMANDATION

Des groupes de coordination régionaux mettant à contribution l'ensemble des acteurs (régulateurs, gestionnaires de réseaux de transport et gestionnaires de réseaux de distribution, services d'utilité publique, associations de consommateurs, décideurs, etc.) devraient être créés avec la mission d'explorer les perspectives de coopération à l'échelle régionale en matière de politique énergétique.

Les objectifs de ces groupes de coordination régionaux pourraient être, par degré d'ambition croissant : i) le partage d'information par le biais d'un processus d'évaluation par les pairs sur les projets d'investissement ; ii) le développement de mécanismes de coopération portant sur des instruments politiques spécifiques, par exemple une approche coordonnée de la participation transfrontalière aux régimes d'aide aux énergies

renouvelables ou aux mécanismes de capacité ; iii) la coordination ou le développement d'initiatives politiques communes à l'échelle régionale, par exemple l'examen de la sécurité d'approvisionnement ou des objectifs environnementaux ; iv) l'élaboration d'instruments politiques communs, par exemple un régime d'aide aux énergies renouvelables commun ou un mécanisme de capacité commun.

Les collectivités locales ont un rôle de plus en plus important à jouer dans la conception et la mise en œuvre des politiques énergétiques et climatiques. Le développement de la production décentralisée et de la réponse active à la demande accroît la nécessité d'une coordination à l'échelle locale. L'optimisation des systèmes devient de plus en plus complexe et doit intégrer différents niveaux de gouvernance par le biais d'un processus davantage participatif pour l'élaboration des politiques et les parties intéressées. Des changements de gouvernance sont nécessaires pour améliorer la coordination et la cohérence des politiques énergétiques et environnementales à l'échelle locale, régionale et européenne.

RECOMMANDATION

Un des défis de la politique énergétique européenne à l'avenir sera d'assurer la cohérence des multiples niveaux décisionnels et la mise en œuvre de politiques étroitement liées. La gouvernance et la réglementation des acteurs locaux, notamment les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) et les municipalités, doivent veiller à ce que toutes les parties intéressées soient incitées à optimiser le système.



Directeur de la publication :

Jean Pisani-Ferry, commissaire général

Directrice de la rédaction :

Selma Mahfouz, commissaire adjointe

Secrétaires de rédaction :

Olivier de Broca, Sylvie Chasseloup

Contact presse :

**Jean-Michel Roullé, responsable du service Édition-Communication,
01 42 75 61 37, jean-michel.roulle@strategie.gouv.fr**

RETROUVEZ
LES DERNIÈRES ACTUALITÉS
DE FRANCE STRATÉGIE SUR :



www.strategie.gouv.fr



[francestrategie](https://www.facebook.com/francestrategie)



[@Strategie_Gouv](https://twitter.com/Strategie_Gouv)



FRANCE STRATÉGIE

France Stratégie est un organisme de concertation et de réflexion. Son rôle est de proposer une vision stratégique pour la France, en expertisant les grands choix qui s'offrent au pays. Son action repose sur quatre métiers : évaluer les politiques publiques ; anticiper les mutations à venir dans les domaines économiques, sociétaux ou techniques ; débattre avec tous les acteurs pour enrichir l'analyse ; proposer des recommandations au gouvernement. France Stratégie joue la carte de la transversalité, en animant un réseau de huit organismes aux compétences spécialisées.