

LE WINTER PACKAGE : QUELLES AMBITIONS POUR QUELLE COHERENCE ?

Anna CRETI*, Jacques PERCEBOIS# et Boris SOLIER*

Le 30 novembre 2016, la Commission européenne a rendu publique une proposition de réforme des marchés de l'énergie intitulée « Clean Energy for all Europeans », plus connue sous l'appellation de « Winter Package ». Ce projet a pour ambition d'accélérer l'intégration des marchés électriques en Europe, de poursuivre la montée en régime des renouvelables et de l'efficacité énergétique tout en mettant le consommateur européen au cœur du dispositif. Ce Policy Brief décode le dossier de la Commission – pas moins de 5000 pages – en dégagant ses trois innovations majeures et en approfondissant les deux questions qui restent en suspens en termes de tarification :

- ♦ **Remettre le consommateur au centre des politiques.** Concrètement, le consommateur doit pouvoir participer davantage au fonctionnement du marché électrique à la fois comme auto-producteur et comme fournisseur d'offres d'effacement.
- ♦ **Renforcer la gouvernance des réseaux et des marchés.** Les marchés de capacités nationaux doivent être ouverts aux autres Etats membres et à l'ensemble des technologies. La seule exception concerne les centrales à charbon, les plus polluantes, qui devraient en être totalement exclues à terme.
- ♦ **Améliorer l'intégration des renouvelables.** Le projet met fin à la priorité d'accès aux réseaux dont bénéficiaient les renouvelables jusqu'à présent et recommande la suppression à terme des mécanismes de soutien à la production.
- ♦ **La question de la tarification de l'électricité** paraît incontournable dans le contexte d'injections croissantes d'électricité renouvelable décentralisée qui déstabilisent le principe historique de tarification de l'électricité au coût marginal. Des voies alternatives – tarification au coût moyen, ou à la puissance – devront être explorées.
- ♦ **Le rôle central du prix du carbone** et les implications de ses niveaux trop faibles pénalisant la compétitivité des énergies bas-carbone sont occultés. La réforme des mécanismes de soutien aux renouvelables ne saurait se substituer à une politique ambitieuse de tarification du carbone.

* Université Paris-Dauphine, Chaire Economie du Climat

Université de Montpellier, Chaire Economie du Climat

This page is intentionally blank - Cette page est laissée vide intentionnellement

Le Winter Package : quelles ambitions pour quelle cohérence ?

Le « Clean Energy for all Europeans », plus connu sous le nom de « Winter Package », a été rendu public le 30 novembre 2016 et s'inscrit dans la ligne des trois Directives déjà en vigueur depuis 1996 et de divers textes publiés en 2015 et 2016, notamment le « Climate and Energy Package ». Son ambition est d'accélérer l'intégration des marchés de l'électricité en Europe en introduisant des règles de gouvernance plus solidaires, de poursuivre l'intégration des énergies renouvelables et les efforts portant sur l'efficacité énergétique, mais aussi de permettre au consommateur européen de mieux participer au marché et de bénéficier de droits plus importants. Le consommateur européen doit pouvoir accéder à une énergie « propre, sûre et abordable ». Toutefois les ambitions du document (plus de 1000 pages et 4000 pages d'annexes) sont modestes concernant l'instauration d'un prix élevé du carbone et certaines questions, comme l'impact d'une proportion élevée de renouvelables sur le fonctionnement du « merit order », ne sont pas soulevées. Les recommandations de ce « Winter Package » (WP) devraient être adoptées en 2017 pour une entrée en vigueur entre 2020 et 2021. Mais les objectifs recherchés ne sont pas toujours clairs et soulèvent parfois des questions de cohérence.

S'agissant des objectifs chiffrés les plus significatifs, le WP entérine pour l'essentiel ceux énoncés dans le paquet énergie-climat 2030, à savoir atteindre en 2030 une proportion de 27% de renouvelables dans le mix énergétique de l'Union européenne, améliorer de 30% l'efficacité énergétique et faire baisser de 40% par rapport à 1990 les émissions de gaz à effet de serre. Mais les engagements concernent l'Union en tant que telle et les Etats-membres n'ont plus d'objectifs contraignants. La Commission peut toutefois adresser des observations ou remontrances aux Etats mais chacun reste libre de ses choix pour atteindre les objectifs communs.

1. Le consommateur européen au cœur du dispositif

Le WP recommande de porter plus d'attention au consommateur. Ce consommateur, qui va devenir un producteur potentiel important d'électricité renouvelable, doit pouvoir participer davantage au fonctionnement du marché à la fois comme auto-producteur et comme fournisseur d'offres d'effacement. Le développement des compteurs et réseaux intelligents ainsi que celui du stockage vont lui permettre de participer plus directement à l'équilibre entre l'offre et la demande. Selon le WP, les consommateurs ont le droit de produire, stocker, de consommer et de vendre de l'électricité autoproduite soit individuellement soit via un agrégateur. De plus, les tarifs d'utilisation des réseaux doivent refléter les coûts que ce soit pour l'injection ou le soutirage. Le « net metering¹ » n'est toutefois pas autorisé, ce qui est logique puisque les coûts du kWh et ceux des réseaux ont des chances d'être très différents selon les heures et les lieux d'injection et de soutirage.

Les droits du consommateur doivent également être mieux préservés, notamment en développant l'information sur les offres tarifaires des fournisseurs afin de favoriser le changement de fournisseur considéré comme insuffisant par la Commission, et en proposant de façon plus systématique des offres tarifaires « dynamiques » qui reflètent mieux les prix du marché de gros en temps réel. La proposition prévoit qu'un changement de fournisseur doit pouvoir se faire en

¹ Avec le net metering, il y a stricte compensation quantitative entre les kWh soutirés et les kWh injectés, sans tenir compte du lieu et de la période de soutirage et d'injection.

trois semaines et gratuitement. Dans le même temps le WP demande l'abolition à terme des tarifs réglementés (cela concerne le tarif « bleu » encore en vigueur en France) à l'exception des tarifs sociaux. Notons que l'abolition des tarifs sociaux est une position défendue depuis plus de trois ans par l'ACER², le régulateur européen de l'énergie. Mais même dans ce domaine le WP recommande de recourir à terme à d'autres mécanismes comme par exemple le chèque « énergie », les tarifs sociaux devant disparaître sous cinq ans après l'entrée en vigueur de la nouvelle directive. A noter que si les prix payés par le consommateur final doivent refléter davantage les conditions de marché et les coûts des réseaux, cela incite à mettre en place des prix d'accès aux réseaux différenciés selon les heures et le lieu de soutirage, ce qui semble condamner à terme la péréquation spatiale des tarifs chère à la France.

2. Une meilleure gouvernance au niveau des réseaux et des marchés

Le développement des interconnexions transnationales, une meilleure harmonisation des normes et un rôle accru donné à l'ACER devraient permettre de réduire les congestions aux frontières et de faciliter une meilleure convergence des prix de gros. Le WP introduit l'obligation pour les Etats d'élaborer d'ici 2019 des plans « énergie-climat » couvrant la période 2021-2030 et ces plans devront être mis à jour en 2024.

Les prix de l'électricité sur les marchés de gros qui ont fortement diminué ces dernières années ne permettent plus d'envoyer un signal-prix pour des investissements nouveaux au niveau de la production. Il faut donc instaurer rapidement des mécanismes de capacité pour éviter la mise sous cocon ou la fermeture de centrales qui peuvent pourtant s'avérer nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement. C'est à l'ENTSOE (association européenne des gestionnaires de réseaux d'électricité) qu'incombe de fixer les besoins en ce domaine, ce que contestent d'ailleurs les Etats qui considèrent que cette programmation relève de prérogatives nationales, ce qui n'empêche d'ailleurs pas l'ENTSOE de vérifier la cohérence des plans nationaux au niveau européen et d'émettre des avis. La responsabilité de la sécurité d'approvisionnement relève des Etats et le calcul des besoins de capacité ne peut donc être fixé qu'à un niveau national.

Concernant ces mécanismes de capacité qui se mettent en place, que ce soit via une réserve comme en Allemagne ou via des marchés dans de nombreux pays dont la France³, la Commission demande que les paiements de capacité qui en résulteront ne soient pas utilisés comme une subvention déguisée au profit des exploitants de centrales utilisant des combustibles très carbonés. En proposant un critère de performance en CO₂ de 550 g de CO₂ par kWh dans un premier temps pour les nouvelles installations puis pour toutes les installations 5 ans après l'entrée en vigueur du texte, la Commission espère envoyer un signal pour le futur. Mais cela aura peu d'impact à court terme sur le parc thermique existant et les centrales à charbon en fonctionnement pourront donc a priori continuer de participer au mécanisme de capacité. Il y a à ce niveau un problème de cohérence entre l'objectif de sécurité des approvisionnements et l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

² Voir "ACER Annual Activity Report for the year 2014", ACER, May 2015.

³ Voir « Mécanisme de capacité. Rapport d'accompagnement et proposition de règles », RTE, Avril 2014.

Facteurs d'émission de CO₂ des centrales électriques en Europe (gCO₂/KWh)

	Facteurs d'émission standard bruts (gCO ₂ /kWh primaire)	Rendements thermiques (min/max)	Facteurs d'émission net (gCO ₂ /kWh)
Charbon Lignite	364	35% - 45%	1040 - 810
Charbon Anthracite	340	35% - 45%	970 - 760
Gaz Naturel	202	40% - 60%	510 - 340

Source : Chaire Economie du Climat, à partir des données de l'IPCC

Les mécanismes de capacité, à l'exception des réserves stratégiques, doivent être ouverts à la participation des fournisseurs de capacités situés dans un autre Etat-membre, dès qu'une interconnexion existe. Tout mécanisme de capacité doit dorénavant passer le test de la discipline des subventions d'Etat et les règles concernant ces aides ont été standardisées. Les Etats n'ont pas non plus le droit d'empêcher les capacités domestiques de participer à un mécanisme de capacité étranger. Cela pourrait inciter à une meilleure convergence des mécanismes de capacité entre Etats-membres car la Commission regrette qu'il y ait aujourd'hui autant de mécanismes de capacité différents pour assurer cette sécurité de fourniture. Ajoutons que la rémunération des capacités doit être fixée selon des mécanismes de concurrence et non directement par les pouvoirs publics. Le mécanisme de capacité devrait être ouvert à tout type de capacité, l'effacement comme les énergies renouvelables. On peut toutefois s'interroger sur l'intérêt de faire profiter les énergies renouvelables du mécanisme de capacité lorsque celles-ci bénéficient déjà d'un soutien sous forme d'un complément de rémunération. N'y aurait-il pas double dividende pour ces énergies ?

Une meilleure coopération des gestionnaires européens de réseaux est également demandée, dans le transport comme dans la distribution. Cela concerne les codes de réseaux qui doivent être unifiés sous l'autorité de l'ACER. Il s'agit notamment de faire face à des situations de crise et d'accroître le secours mutuel. A noter que les décisions au niveau du « board of regulators » seront prises à la majorité simple et non plus à la majorité des deux tiers. Visiblement la Commission cherche à transférer une partie des pouvoirs de régulation du niveau national au niveau européen.

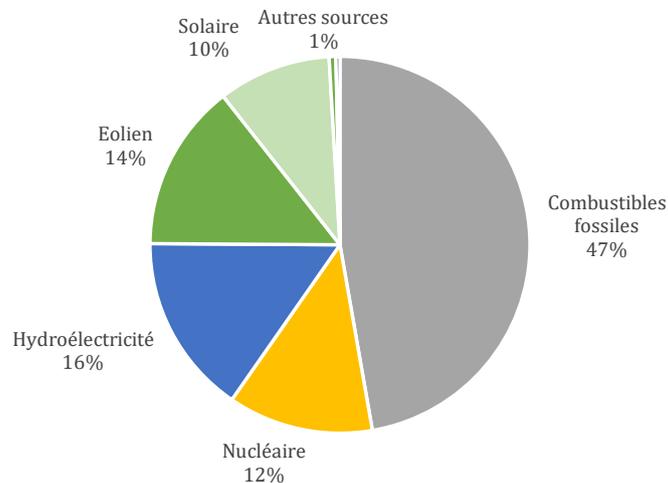
Concernant les marchés day-ahead et intraday le plafonnement des prix de gros (price-caps en général fixés à 3000 euros/MWh) doivent disparaître sauf s'ils sont fixés à hauteur de la « value of lost load » qui devrait être proche du coût de défaillance, lequel est généralement supérieur à 10 000 euros/MWh. Les prix-plancher sur les marchés de gros (fixés à -500 euros/MWh actuellement) seront également supprimés sauf s'ils sont fixés à -2000 euros/MWh ou en deçà. Il est prévu également que le règlement des écarts devra se faire toutes les quinze minutes à partir de 2025. Ces mesures renforcent l'intérêt d'un marché de capacité.

La CRE, le régulateur français, partage le point de vue selon lequel « les ressources, qu'il s'agisse de production, de stockage ou d'effacement de la demande, devraient pouvoir participer aux marchés dans des conditions de concurrence équitables »⁴. Tout cela s'inscrit bien dans une logique de plus grande flexibilité des marchés, en particulier la flexibilité du côté de la demande d'électricité. Mais la CRE semble douter que le cadre institutionnel actuel puisse permettre aux citoyens et aux acteurs locaux de s'impliquer réellement sur ces marchés, et ce d'autant que certaines dispositions du « troisième paquet » n'ont pas encore été mises en œuvre. Elle rappelle que la bonne coopération des régulateurs nationaux au sein de l'ACER est un facteur clé du succès,

⁴ Voir « Réactions de la CRE au paquet énergie propre ». CRE, Document de Position, Janvier 2017.

ce qui revient à dire que l'équilibre des pouvoirs entre les régulateurs nationaux et l'ACER ne doit pas être rompu trop vite. Pour beaucoup d'Etats il importe de procéder « par paliers », avec une articulation efficace entre les divers niveaux de gouvernance, locale, nationale, régionale et européenne et de respecter le principe de subsidiarité.

Part des énergies renouvelables dans les puissances électriques installées en 2015 de l'UE 28



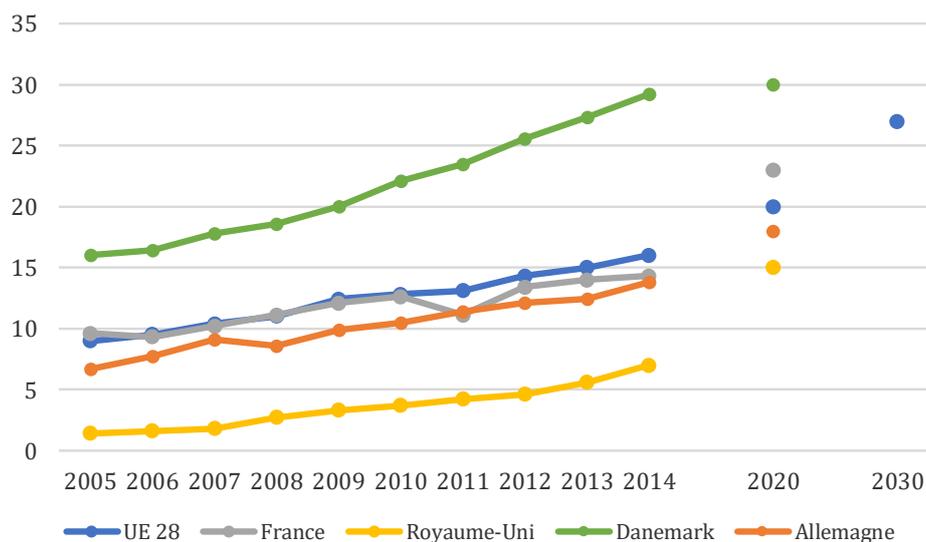
Source : Chaire Economie du Climat, à partir des données d'Eurostat

3. Des ambitions timorées pour la pénétration des renouvelables ?

L'objectif de 27% d'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie de l'Union européenne à l'horizon 2030 est apparu comme modeste pour de nombreux observateurs par rapport à la tendance passée même si, officiellement, la Commission veut faire de l'Union européenne la première zone de déploiement des renouvelables dans le monde. Passer de 20% en 2020 à 27% en 2030 représente toutefois un effort moindre que l'effort supporté antérieurement. Le WP prévoit en outre de supprimer la priorité d'accès aux réseaux pour les renouvelables, à l'exception des installations de moins de 500 kW qui pourront continuer de bénéficier de soutiens du type « prix garantis » (feed-in tariffs) ou « complément de rémunération » (feed-in premium), le second système étant d'ailleurs privilégié, et à l'exception également des technologies les moins matures telles que la biomasse. Notons que le seuil de 500 kW sera abaissé à 250 kW en 2026, sauf si entre temps les capacités de renouvelables bénéficiant de la priorité du dispatching atteignent 15% du total des capacités installées. Dans ce cas, le critère passe automatiquement à 250 kW. Ces mesures ne sont évidemment pas rétroactives et ne concernent que les nouvelles installations. On peut noter que ces aides ne se justifient plus si les énergies ont atteint leur seuil de compétitivité et de toutes les façons les énergies renouvelables seraient privilégiées au niveau de l'appel des centrales (« merit order ») puisque leur coût marginal (coût variable) est très faible voire nul. En revanche, elles ne seront plus prioritaires au niveau du dispatching effectué par le gestionnaire de réseau. En pratique le WP encourage le recours aux appels d'offre et recommande « la neutralité technologique », ce qui revient à privilégier la logique du « moins disant ». L'offre la moins chère est-elle toujours la meilleure du point de vue collectif ? Certains observateurs le contestent et préféreraient un recours à des appels d'offres spécifiques par technologies afin de maintenir une certaine diversité et complémentarité des technologies ; ils craignent aussi que la fin de cette priorité d'accès ne pénalise certaines technologies.

Un Etat peut toutefois demander à la Commission de l'autoriser à maintenir la priorité d'injection pour les installations non-autorisées si l'abandon de cette priorité était de nature à mettre en péril l'équilibre du réseau ou à empêcher le pays d'atteindre ses objectifs en matière de renouvelables. La Commission considère qu'il faut accélérer l'innovation en faveur des énergies propres, ce qui passe par des aides au niveau de la recherche-développement. Notons que le nucléaire est quasi absent de ce document, ce qui n'est guère surprenant puisque la Commission ne le considère pas comme une « technologie propre », bien que ce soit une technologie « bas carbone ».

Part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie et objectifs 2020/30



Source : Chaire Economie du Climat, à partir des données d'Eurostat

4. Toujours plus d'efficacité énergétique

Jusqu'ici la Commission européenne s'était fixé comme objectif une consommation d'énergie en 2020 identique à celle de 1990. Un nouvel objectif apparaît dans le WP : faire passer de 27 à 30% l'objectif d'efficacité énergétique à l'horizon 2030. A cela s'ajoute un objectif d'économie d'énergie de 1,5% par an entre 2021 et 2030 (soit 15% au total), exprimé par rapport au volume total des ventes d'énergie. C'est ambitieux mais non irréaliste si des efforts importants sont faits au niveau des bâtiments et du transport. Les bâtiments sont à l'origine de 40% de la consommation totale d'énergie dans l'Union et 75% d'entre eux présentent une faible efficacité énergétique. La nouvelle directive sur la performance énergétique des bâtiments inclus dans ce WP devrait permettre d'accélérer le rythme de rénovation. En liaison avec la Banque Européenne d'Investissement et en collaboration avec les Etats-membres, la Commission considère qu'il faudrait constituer un fonds de l'ordre de dix milliards d'euros pour accélérer les économies d'énergie et la pénétration des renouvelables dans le bâtiment ; c'est le programme « financement intelligent pour bâtiments intelligents ». De même le développement massif du véhicule électrique devrait permettre de réduire la consommation d'énergie dans le secteur des transports, qui représente encore 30% de toute l'énergie consommée. Mais cela suppose que l'on fasse de gros efforts au niveau des batteries et des installations de rechargement. Le développement à grande échelle des « smart grids » et des compteurs communicants est dès lors une priorité. La digitalisation («le monde des objets connectés») est perçue comme un moyen efficace d'accroître l'efficacité énergétique dans tous les secteurs.

5. Et le carbone dans tout cela ?

La Commission rappelle que le système européen des quotas (EU ETS) demeure au cœur du dispositif pour réduire les émissions de CO₂ et pense que le retrait d'une partie des quotas devrait aboutir à une remontée du prix de la tonne de CO₂, lequel rappelons-le demeure très bas aujourd'hui (environ 5 euros/tCO₂). Mais sans prix élevé du carbone les énergies fossiles ne sont pas pénalisées et la compétitivité des renouvelables est retardée. La récente décision française 2017 de financer le surcoût des renouvelables par les énergies fossiles (une partie de la taxe intérieure sur la consommation de produits énergétiques – TICPE – qui comprend elle-même une partie de taxe carbone) va dans le bon sens puisque cela revient à faire financer les renouvelables par les énergies carbonées. Or l'un des principaux freins à la remontée du prix carbone réside dans les interactions existantes avec les instruments nationaux des politiques énergétiques, au premier rang desquels le développement des énergies renouvelables, qui ne sont pas suffisamment coordonnés au niveau européen. Sur cet aspect, le WP demeure décevant, la Commission estimant que la révision des modes de soutien aux renouvelables, qui devront davantage reposer sur des mécanismes de marché à l'avenir, sera suffisante pour limiter les impacts négatifs de ces interactions sur le prix du carbone.

Si le projet de réforme de l'EU ETS qui fait l'objet d'une réforme distincte est susceptible de renforcer le signal prix du carbone à moyen terme, le mécanisme d'ajustement de l'offre de quotas proposé ne semble en revanche pas adapté aux difficultés posées par les interactions avec les politiques nationales. En effet, la proposition de réserve de stabilité qui vient d'être adoptée par le Parlement vise à moduler l'offre de quotas de façon automatique sur la base de critères quantitatifs qui n'intègrent pas les fondamentaux de marché. Pour restaurer l'efficacité du système européen et rétablir un prix du carbone suffisamment élevé et prévisible, il conviendrait que le critère d'intervention de la réserve fût défini en fonction de seuils de prix et non de quantités. Cela reviendrait à encadrer les variations de prix du carbone par un corridor dont les bornes inférieures et supérieures seraient un prix plancher et un prix plafond. Une autre voie pourrait consister à gérer de façon plus réactive l'offre de quotas afin de contrôler l'effet des interactions avec les politiques nationales, en ajustant par exemple le plafond de quotas en fonction des injections d'électricité renouvelable⁵.

Dans le prolongement de la ratification de l'accord de Paris par les Etats membres, la Commission propose d'établir des nouvelles règles de mesure et de reporting des progrès accomplis dans la mise en œuvre des engagements européens. Le WP prévoit également que les Etats révisent leurs plans énergie-climat selon une périodicité identique au cycle de révision de 5 ans des engagements tel que prévu à l'accord de Paris.

6. Questions en suspens

Parmi les questions qui auraient mérité plus d'attention et qui vont émerger rapidement, celle d'une réforme de la tarification de l'électricité est sans doute la plus sensible. La logique du « merit order » retenue au niveau des marchés de gros de l'électricité consiste à appeler les centrales dans l'ordre de leur coût variable (coût marginal) croissant. Ainsi lorsqu'une centrale à charbon est marginale (cas d'une demande faible) elle récupère ses seuls coûts variables. Lorsque la demande

⁵ Voir « Quelle réforme de l'EU ETS après l'accord de Paris et le Brexit ? » Chaire Economie du Climat, Policy Brief No. 2016-01, Juillet 2016.

s'accroît et qu'il faut faire appel à une centrale additionnelle dont le coût variable (coût en combustible pour l'essentiel) est supérieur, le prix d'équilibre est plus élevé et permet à la centrale à charbon de récupérer un « mark-up » qui lui permet de couvrir une partie de ses coûts fixes. La centrale à gaz quant à elle ne récupère que ses coûts variables mais elle pourra récupérer ses coûts fixes lorsqu'une centrale additionnelle à coût variable plus élevé sera sollicitée pour faire face à une demande plus forte.

L'injection massive de renouvelables du type photovoltaïque ou éolien soulève une question spécifique. Ces centrales renouvelables « variables » ou « intermittentes » bénéficient de coûts variables nuls ou quasiment nuls ce qui fait que, même en l'absence d'un accès juridiquement prioritaire, elles seraient appelées avant toutes les autres centrales dont les coûts variables sont plus élevés (nucléaire, charbon, gaz). Mais elles ne sont pas appelées sur le réseau suffisamment longtemps pour récupérer leurs coûts fixes (20 à 40% du temps seulement selon les cas). De plus elles ne sont pas appelées aux heures les plus chargées de l'année, le soir notamment, pour le solaire en tout cas, lorsque les prix du marché sont les plus rémunérateurs. Un développement massif et rentable du stockage (via des batteries ou des stations de pompage) leur permettrait d'injecter du courant aux heures les mieux payées mais c'est loin d'être le cas aujourd'hui. C'est la raison pour laquelle ces centrales sont rémunérées hors marché via des feed-in tariffs ou des feed-in premiums.

Que se passera-t-il lorsque la part des renouvelables dans le mix électrique sera très élevée si, dans le même temps, on met fin aux prix d'achat garantis et aux compléments de revenu ? Les prix du marché de gros seront très bas la plupart du temps et aucun producteur ne pourra récupérer ses coûts fixes. A la limite avec 100% de renouvelables à coût marginal nul le prix du marché n'a plus de sens. On risque alors d'assister à la fermeture de centrales donc à un black-out ou à défaut il faudra compter sur une envolée des prix « spot » aux heures de pointe pour récupérer l'investissement des centrales encore en activité. Mais les gouvernements ne font pas confiance à un marché « energy only » qui se traduirait par des prix très élevés à certaines heures et c'est la raison pour laquelle les prix de gros sont « capés » à la hausse comme à la baisse (mesure qui devrait d'ailleurs disparaître selon le WP). Certes l'existence d'un mécanisme de capacité permet d'atténuer cela mais ne règle pas tout. C'est pourquoi nous pensons souhaitable de revoir complètement la logique actuelle de tarification de l'électricité. Il faudrait remplacer une tarification fondée sur les coûts marginaux par une tarification fondée sur les coûts moyens voire une tarification à la seule puissance : le consommateur paie pour une puissance garantie et il appelle cette puissance lorsqu'il le souhaite. Toutes les politiques d'incitation à l'effacement aux heures de pointe seraient condamnées avec un tel système. Il importe aujourd'hui de réfléchir aux réformes tarifaires qui doivent être mises en œuvre tant que le problème stockage à grande échelle de l'électricité n'est pas réglé.

On peut noter qu'un problème de même nature se pose avec la tarification d'accès aux réseaux, le réseau de distribution notamment, avec le développement de l'autoconsommation de photovoltaïque. Aujourd'hui les péages d'accès aux réseaux sont assis pour partie sur la puissance souscrite et pour partie sur la quantité d'énergie (kWh) soutirée. La part « puissance » et la part « énergie » varient fortement selon les pays. En moyenne en Europe la part « puissance » est de l'ordre de 30% et la part « énergie » de l'ordre de 70% ; en Espagne la part « puissance » est proche de 80% alors qu'elle n'est que de 30% en France. Ainsi en France le consommateur paie le réseau lorsqu'il soutire de l'électricité puisque la part « énergie » atteint 70%. A puissance souscrite donnée sur le réseau, l'auto-consommateur français de photovoltaïque ne participera au

financement du réseau que dans la mesure où il sera conduit à soutirer de l'électricité de ce réseau, donc lorsque son installation solaire ne fonctionnera pas. Ce sont les autres consommateurs, ceux qui n'ont pas opté pour une installation solaire qui paieront pour lui et cela va engendrer des subventions croisées. Ce consommateur va ainsi se comporter comme un « passager clandestin ». C'est le syndrome « de la dernière maison », celle qui n'a pas choisi d'installation solaire et qui paie pour toutes les autres. Notons quand même que l'auto-consommateur (auto-producteur) doit financer le raccordement au réseau de distribution donc paiera des coûts fixes mais restera exonéré de la CSPE (ou de son équivalent) pour la partie autoconsommée de sa production. Là encore il faudrait accroître la part « puissance » du tarif d'accès donc revoir la tarification.

Références

Agency for the Cooperation of Energy regulators (ACER). (2015). ACER Annual Activity Report for the year 2014, May 2015.

Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). (2017). Réactions de la CRE au paquet énergie propre. Document de Position, Janvier 2017.

De Perthuis, C., Solier, B. et Trotignon, R. (2016). Quelle réforme de l'EU ETS après l'accord de Paris et le Brexit ? Chaire Economie du Climat, Policy Brief No. 2016-01, Juillet 2016.

European Commission (EC). (2015). Best practices on Renewable Energy Self-consumption. Staff Working Document COM(2015) 339 final, Brussels, July 2015.

European Commission (EC). (2016). Clean Energy for All Europeans – unlocking Europe's growth potential. Press release IP/16/4009, Brussels, November 2016. Disponible à l'adresse : http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-4009_en.htm

European Commission (EC). (2016). Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms. COM(2016) 752 final, Brussels, November 2016.

Hansen, J-P., Percebois, J. (2015). Energie : Economie et politiques. De Boeck, Seconde Edition.

Réseau de Transport d'électricité (RTE). (2014). Mécanisme de capacité. Rapport d'accompagnement et proposition de règles. Paris, Avril 2014.

Dates clefs de la politique climat-énergie en Europe

1996 : Première directive sur le marché intérieur de l'électricité.

2003 : Seconde directive « électricité ».

2005 : Démarrage du système européen d'échange de quotas de CO₂ (EU ETS)

2008 : Adoption du paquet énergie-climat 2020 (20 % d'énergie renouvelable ; 20 % d'efficacité énergétique en plus ; 20 % de gaz à effet de serre en moins relativement à 1990).

2009 : Troisième directive « électricité ».

2011 : Roadmap 2050, fixant des objectifs sectoriels de réductions des émissions à l'horizon 2050

2014 : Annonce du paquet énergie-climat 2030 (27 % d'énergies renouvelables ; 27 % d'efficacité énergétique en plus et 40 % d'émissions de gaz à effet de serre en moins relativement à 1990).

2015 : Signature de l'Accord de Paris (COP-21)