



LE PAYSAGE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN EUROPE EN 2030

Michel CRUCIANI

Juin 2017

L’Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d’information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l’Ifri est une association reconnue d’utilité publique (loi de 1901). Il n’est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L’Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l’échelle internationale.

Avec son antenne de Bruxelles (Ifri-Bruxelles), l’Ifri s’impose comme un des rares *think tanks* français à se positionner au cœur même du débat européen.

Les opinions exprimées dans ce texte n’engagent que la responsabilité de l’auteur.

ISBN : 978-2-36567-736-3

© Tous droits réservés, Ifri, 2017

Comment citer cette publication :

Michel Cruciani, « Le paysage des énergies renouvelables en Europe en 2030 »,
Études de l’Ifri, juin 2017.

Ifri

27 rue de la Procession 75740 Paris Cedex 15 – FRANCE

Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00 – Fax : +33 (0)1 40 61 60 60

E-mail : accueil@ifri.org

Ifri-Bruxelles

Rue Marie-Thérèse, 21 1000 – Bruxelles – BELGIQUE

Tél. : +32 (0)2 238 51 10 – Fax : +32 (0)2 238 51 15

E-mail : bruxelles@ifri.org

Site internet : [Ifri.org](http://ifri.org)

Auteur

Michel Cruciani est chargé de mission au Centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières (CGEMP) de l'université Paris-Dauphine depuis février 2007. Il contribue notamment à certaines études, participe à l'organisation des conférences, apporte son concours aux publications et assure une grande partie de l'enseignement sur les énergies renouvelables, destiné aux étudiants en master.

Auparavant, Michel Cruciani, titulaire d'un diplôme d'ingénieur, a partagé ses activités entre Gaz de France (Services Techniques, puis Études Économiques), la CFDT (Administrateur de Gaz de France, puis Secrétaire Général Adjoint de la fédération du gaz et de l'électricité), et enfin Électricité de France (Direction des Affaires Européennes).

Dans ces fonctions, il a suivi la libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité aux États-Unis et en Europe ainsi que la montée des préoccupations environnementales, conduisant à l'adoption de politiques climatiques, à un nouveau regard sur l'énergie nucléaire et à la promotion des énergies renouvelables.

Michel Cruciani est associé aux travaux du Centre Énergie de l'Ifri depuis 2009.

Résumé

La Commission européenne a déposé le 30 novembre 2016 un ensemble de propositions, désigné ici par « Paquet Énergie Propre », touchant un large spectre d'activités. La présente étude n'aborde que les dispositions visant à améliorer l'efficacité énergétique de 30 % et à donner aux énergies renouvelables une part de 27 % de la consommation en 2030.

Ces objectifs s'apprécient pour l'ensemble de l'Union européenne ; néanmoins les textes mandatent la Commission pour contrôler que chaque État apporte une contribution honnête.

L'objectif de 30 % retenu pour l'efficacité énergétique affaiblit le rôle dévolu au marché du CO₂ ; les simulations révèlent que cette faiblesse bénéficiera au charbon, qui gardera en 2030 une place supérieure à celle qu'il aurait occupée avec un objectif de 27 %, le gaz naturel étant au contraire pénalisé par un faible prix du CO₂.

Les simulations montrent aussi que l'objectif relatif aux énergies renouvelables sera atteint en grande partie grâce à une croissance très rapide de l'électricité d'origine éolienne et solaire. Les propositions du 30 novembre 2016 visent donc à favoriser le développement de ces deux filières, en réformant le marché de l'électricité afin qu'il établisse un prix qui soit rémunérateur et réduise le besoin d'aides publiques, tout en répercutant clairement les charges générées par les différents acteurs. Ce second point paraît difficile à garantir, notamment pour les frais engendrés sur les réseaux par les nouveaux raccordements, que l'on veut faciliter, ou les autoconsommations, que l'on veut encourager. Par ailleurs, il n'est pas prouvé qu'en restreignant le champ d'action des gestionnaires de réseau, on parvienne à l'optimum économique tout en préservant la qualité de l'alimentation.

Le Paquet Énergie Propre comporte des mesures novatrices touchant les secteurs de la chaleur (ou du froid) et celui des transports, imposant aux fournisseurs d'incorporer un volume croissant d'énergies renouvelables dans leurs ventes de carburants et combustibles. Dans ces secteurs, les critères de durabilité exigés pour les bioénergies et la comptabilisation du CO₂ stocké dans la biomasse européenne pourraient avantager les produits importés (granulés de bois, biocarburants) et les solutions électriques (pompes à chaleur, véhicules sur batterie).

Si l'ensemble du paquet est adopté, les simulations pour 2030 indiquent que les énergies renouvelables représenteront 49 % de l'électricité consommée (dont 20 % de source éolienne et 9 % de source solaire) et 26 % des usages chaleur ou froid. Dans les transports, les biocarburants fourniront 7 % et l'électricité de source renouvelable 1 % de l'énergie. Ces chiffres masquent une répartition très variable selon les pays. Le risque d'une aggravation des inégalités, entre régions et entre catégories de consommateurs, constitue un point faible, qui invite à retoucher le Paquet Énergie Propre ou le compléter par des mesures externes. La prise en compte de cette préoccupation atténuera les déceptions si les emplois promis se concentrent à leur tour sur certaines régions ou certains secteurs d'activité seulement.

Sommaire

INTRODUCTION	9
LE PAQUET ÉNERGIE PROPRE	11
Chronologie.....	11
Objectif 2030	12
Dispositions générales	13
Principaux résultats	15
CHALEUR ET FROID	19
Cadre réglementaire.....	19
Perspectives.....	20
ÉLECTRICITÉ	25
Principales dispositions.....	25
Résultats	27
Commentaires.....	29
<i>Marché et aides</i>	<i>29</i>
<i>Consommateurs et nouveaux acteurs</i>	<i>31</i>
<i>Réseaux.....</i>	<i>32</i>
TRANSPORTS	37
Généralités.....	37
Résultats	39
CONCLUSION	41
RÉFÉRENCES	45

Introduction

Le 30 novembre 2016, la Commission européenne a déposé un ensemble de propositions visant à restructurer profondément le secteur de l'énergie. Initialement désigné par l'expression « Paquet d'hiver » (*Winter Package*) mais officiellement intitulé « Une énergie propre pour tous les Européens », ce train de mesures traduit des ambitions élevées, et notamment celle de placer l'Union européenne (UE) au premier rang mondial dans le domaine des énergies renouvelables.

Un consensus prévaut en effet au sein de la plupart des pays pour attribuer à ces énergies une place centrale parmi les politiques nécessaires au respect des engagements pris dans l'accord de Paris. Il semble donc pertinent de remodeler l'encadrement actuellement en vigueur dans l'UE, conçu en 2009 dans la perspective d'un accord à la conférence de Copenhague.

Le nouveau cadre proposé par la Commission répond à plusieurs des préoccupations identifiées par ses services. La plus notable intègre le choix fait par la quasi-totalité des 28 États membres de l'UE d'atteindre l'objectif qui leur a été assigné pour 2020 en misant essentiellement sur la production d'électricité à partir des filières éolienne et photovoltaïque. Ce choix impose de sérieux ajustements dans l'organisation des systèmes électriques, afin qu'ils s'adaptent à la variabilité de ces sources, liée aux intermittences de l'ensoleillement et du vent.

Malgré la place prépondérante qu'il accorde à l'électricité d'origine renouvelable, le Paquet Énergie Propre ne néglige pas les autres secteurs ; il introduit des mesures novatrices touchant les usages de la chaleur (et du froid), souvent victimes d'une attention insuffisante, et touchant aussi les usages du transport, un secteur peu affecté à ce jour.

La présente étude ne traite que des aspects du Paquet qui concernent les énergies renouvelables. Afin de faciliter la lecture, le plan adopté garde un découpage par filière dans sa partie centrale, comprenant trois chapitres qui précisent les mesures spécifiques à chaque secteur. Un chapitre préliminaire résume les dispositions générales et les principaux résultats pour 2030 ; cette présentation met en évidence la cohérence du

paquet et l'importance accordée à l'électricité. Un chapitre de conclusion recompose une vue panoramique, assortie de recommandations finales.

L'étude s'appuie presque exclusivement sur les textes constituant le paquet. En incluant les documents qui y sont cités, il s'agit d'un ensemble de plusieurs milliers de pages. Pourtant, ces pages livrent peu de projections qui permettraient d'imaginer le paysage énergétique de 2030 ; elles dévoilent en particulier peu d'éléments sur les coûts. La complexité des interactions entre les textes composant le paquet rend par ailleurs fragiles les simulations destinées à éclairer l'avenir. Enfin, les amendements issus du Parlement et du Conseil restent bien sûr susceptibles de donner aux textes définitifs un contenu très différent de ceux du 30 novembre 2016.

Pour toutes ces raisons, le « paysage » annoncé par le titre de l'étude ne s'apparente pas à une fresque riche en détails subtils, mais plutôt à une œuvre impressionniste, reflétant les analyses de l'auteur et invitant le lecteur à adopter à son tour un regard personnel sur la situation décrite.

Le Paquet Énergie Propre

Chronologie

L'UE a signé l'accord de Paris et s'est donc engagée sur une contribution à la lutte contre le changement climatique. Le Conseil européen des 23 et 24 octobre 2014 avait fixé l'orientation générale de cette contribution, en préconisant trois objectifs pour l'horizon 2030 :

- Réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40 % par rapport à leur niveau de 1990.
- Amélioration de l'efficacité énergétique d'au moins 27 %.
- Au moins 27 % de sources renouvelables dans la consommation finale d'énergie.

La Commission européenne a élaboré une série de textes pour transformer cette orientation politique en un cadre juridique contraignant, après amendement par les élus (au Parlement européen) et les représentants des États (au Conseil de l'UE).

La Commission s'est d'abord attelée aux gaz à effet de serre :

- Le 15 juillet 2015, elle a présenté une proposition de réforme du système ETS, visant une réduction des émissions de 43 % dans ce secteur pour 2030, par rapport à 2005^a.
- Le 20 juillet 2016, elle a déposé deux propositions relatives aux secteurs hors ETS :
 - l'une sur la répartition de l'effort des États, afin de réduire les émissions de 30 % dans ces secteurs d'ici 2030 (par rapport à 2005),
 - l'autre sur la prise en compte du stockage naturel dans le calcul des émissions (proposition « Utilisation des Terres, Changement d'Affectation des Terres et Foresterie », dite UTCATF, ou LULUCF en anglais).

Le Paquet Énergie Propre aborde maintenant l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables. Les projections relatives à ces dernières indiquent qu'elles devraient représenter près de 50 % de l'électricité consommée en 2030. Un tel niveau implique de repenser d'autres facettes du dispositif communautaire, conçues bien avant leur essor. Ainsi, le

a. Le système ETS (*Emission trading scheme*), ou SEQE (Système d'échange de quotas d'émission) s'applique aux 11 000 plus grandes installations de combustion en Europe.

paquet comporte huit textes législatifs, dont les quatre derniers concernent exclusivement ou principalement l'électricité :

- ▀ Renforcement des contraintes sur l'efficacité énergétique,
- ▀ Nouvelles performances énergétiques des bâtiments (rénovation des bâtiments existants),
- ▀ Promotion des énergies renouvelables,
- ▀ Règles sur la gouvernance de l'Union de l'Énergie,
- ▀ Refonte du règlement relatif au transport et au marché de gros de l'électricité,
- ▀ Refonte de la directive sur le marché intérieur de l'électricité (concerne surtout le marché de détail),
- ▀ Révision des obligations concernant la sécurité d'approvisionnement en électricité,
- ▀ Nouvelles missions attribuées à l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER).

Objectif 2030

Le cadre législatif adopté en 2009 a fixé un objectif contraignant pour chaque État à l'horizon 2020 ; leur cumul aboutit à une part de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale de l'ensemble de l'UE. En cas de manquement, la Commission pourra engager une procédure de sanction contre tout État fautif. Ce dispositif n'a pas été reconduit. Selon la proposition du 30 novembre 2016, l'objectif contraignant s'appliquera désormais au niveau de l'UE entière, à hauteur de 27 % en 2030.

Comment s'assurer que chacun prend sa part de l'effort commun ? La proposition relative à la gouvernance assigne cette mission à la Commission¹. Les États sont invités à annoncer leur contribution à l'objectif dès 2017 par un projet détaillé ; la Commission adressera en retour des recommandations pour améliorer son contenu, de façon que l'enveloppe des contributions soit conforme à l'objectif de 27 %. Chaque État s'engagera ensuite sur un plan d'action pour la période 2020-2030, comportant une série de trajectoires linéaires : générale, par secteur de consommation et par technologie. Par la suite, lorsque la Commission constate que les résultats d'un État se situent au-dessous de sa trajectoire générale, elle lui adressera de nouvelles recommandations.

Bien que l'on parle de « recommandations », leur non-respect pourrait inciter la Commission à ouvrir une procédure de sanction, car l'article 28 de cette proposition exige que les États en « tiennent le plus grand compte ». Une reformulation sera certainement menée par le Parlement ou le Conseil afin de clarifier le pouvoir effectif de la Commission. Par ailleurs, une sanction automatique est prévue dès 2021 pour les États dont la consommation d'énergies renouvelables n'atteindrait pas l'objectif imparti pour 2020 (article 27). Cette sanction consiste en une contribution financière à une future plateforme européenne soutenant des projets dans le domaine des énergies renouvelables. Un mandat sera délivré à la Commission pour créer puis gérer la plateforme. Un État qui ne parviendrait pas à respecter sa trajectoire générale pourra également être amené à effectuer un versement à cette plateforme.

Ainsi, la contribution des États à l'objectif commun relève d'un mécanisme ascendant (*bottom-up*), comparable à celui de l'accord de Paris, mais contrairement à ce dernier, des moyens de pression existeront pour éviter les comportements de « passager clandestin » (*free rider*) ; ils dépendront des pouvoirs qui seront conférés aux services de la Commission pour contrôler les politiques suivies par les États.

Dispositions générales

Jusqu'en 2015, les États ont pu stimuler le développement des sources renouvelables avec une grande liberté. Une large panoplie de mesures a été déployée, comprenant par exemple une défiscalisation et une obligation d'incorporation pour les biocarburants, ou une aide à l'investissement pour la production de chaleur de source renouvelable. Les lignes directrices publiées par la Commission européenne en 2014 ont restreint les options pour la période de 2017 à 2020². Rappelons que les lignes directrices relèvent exclusivement de la Commission ; elles ne constituent pas des textes immédiatement applicables (*hard law*) mais peuvent être mobilisées comme interprétation de référence (*soft law*) par la Commission lorsqu'elle lance une procédure d'infraction. Les États prennent en général soin de ne pas y déroger !

Les lignes directrices de 2014 ont en particulier encadré les aides à l'investissement pour la chaleur d'origine renouvelable et les bioénergies. Dans le cas de l'électricité, les propositions du 30 novembre 2016 confirment la prééminence des lignes directrices. On ne connaît pas encore leurs prescriptions pour l'après-2020, mais l'orientation générale devient

la primauté du marché^b. Seule certitude, il ne sera plus possible d'appliquer des mesures rétroactives, en imposant subitement aux opérateurs des clauses contractuelles différentes de celles qu'ils avaient souscrites à la mise en service de leurs installations. Cette clause, jointe à l'obligation faite aux États de stabiliser les régimes d'aides pour les trois années à venir, devrait contrebalancer, selon la Commission, les incertitudes inhérentes aux fluctuations du marché. La publication des trajectoires et leur linéarité sont également destinées à renforcer la visibilité pour les investisseurs.

Bien qu'une large liberté soit laissée aux États pour la confection de leurs plans d'action détaillés, la proposition de directive sur les énergies renouvelables introduit deux obligations spécifiques. La première consiste à augmenter la part de ces énergies à des fins de chauffage et froid d'au moins 1% chaque année. La seconde impose aux fournisseurs de carburants destinés au transport une fraction minimale d'énergies « alternatives » dans leurs ventes annuelles. Dans les deux cas, un système de certificats échangeables améliorera la souplesse d'exécution.

Le paquet du 30 novembre 2016 comprend aussi de nombreuses mesures de simplification administrative. Les États sont appelés à alléger les procédures qui s'appliquent aux installations et à clarifier les spécifications techniques. Chaque État créera un point de contact administratif unique, apte à délivrer l'ensemble des permis requis dans un délai n'excédant pas trois ans (un an pour le renforcement d'installations existantes) ; ce point de contact assurera les relations avec les gestionnaires de réseau. La simplification jouera un rôle important pour faciliter le renouvellement d'unités arrivant en fin de vie technique ou commerciale. Les États sont invités à prendre d'autres mesures visant à instaurer un contexte favorable, telles que campagnes de sensibilisation du public, information des acteurs, formation des professionnels, mise au point de labels ou certificats de qualité.

Les textes reprennent les articles dédiés aux projets communs entre États membres ou avec des États tiers qui figuraient déjà dans la directive 2009/28/CE et n'ont guère débouché sur des réalisations concrètes, du fait de la lourdeur des procédures. En raison du souci exprimé par la Commission de jauger avec précision l'effort de chaque pays, les procédures proposées en 2016 paraissent tout aussi lourdes. En revanche, les textes du 30 novembre 2016 imposent que les aides en faveur de

b. Dans une vision machiavélique, on pourrait estimer qu'en attendant la fin du débat pour rédiger ses lignes directrices 2021-2030, la Commission se réserve la possibilité de redresser de sa propre initiative un texte qu'elle jugerait trop adouci par le Parlement et le Conseil au fil de la procédure législative...

l'électricité soient progressivement ouvertes aux installations situées dans d'autres États (10 % de la capacité entre 2021 et 2025, puis 15 % entre 2026 et 2030). Cette clause, d'une mise en œuvre relativement simple, amorce une réelle européanisation pour le développement des énergies renouvelables^c.

Principaux résultats

La Commission européenne a élaboré ses propositions en s'imposant deux contraintes : une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40 % et un taux de 27 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale pour l'ensemble de l'UE, comptant encore 28 États (les travaux sont antérieurs au référendum ayant abouti au Brexit). Pour chaque texte, on a testé diverses options réglementaires, en évaluant leur incidence financière à l'aide de modèles reproduisant le fonctionnement du système énergétique européen. Le modèle PRIMES en constitue l'outil central, autour duquel se greffent des modules spécialisés (agriculture, électricité, transports, etc.). Les algorithmes simulent les décisions d'investissement, achat et vente d'énergie en fonction des prix ; ils tiennent compte des progrès technologiques et des diverses situations nationales. Les modèles s'appuient sur une batterie d'hypothèses (croissance de chaque secteur d'activité, évolution démographique, prix des énergies fossiles, etc.) qui les rendent rigoureux mais aussi vulnérables face à des revirements imprévus, tels que la chute du prix du pétrole depuis 2015.

Après une série de simulations, le cadre qui a été considéré comme optimal est décrit par le scénario EUCO30. Il ne s'agit pas d'un optimum absolu, car chaque simulation fait apparaître des points forts et des points faibles, mais d'un résultat jugé politiquement avantageux. Le scénario EUCO30 suppose une amélioration de l'efficacité énergétique de 30 % sur la décennie 2020-2030 ; l'objectif de 30 % figure donc, avec un caractère contraignant, dans le Paquet Énergie Propre. Le tableau 1 présente les principaux résultats de ce scénario. Ils esquissent le paysage énergétique de l'Europe en 2030, si le Paquet est adopté sans changement et si les hypothèses sous-jacentes se réalisent (démographie, croissance, prix du pétrole, etc.).

c. Parmi les mises en pratique significatives, mentionnons l'accord de 2012 entre la Norvège (non membre de l'UE) et la Suède sur un système intégré de certificats verts. Plus ponctuellement, un accord de fin 2016 entre l'Allemagne et le Danemark a permis le lancement d'un appel d'offres transfrontalier pour des installations photovoltaïques.

Tableau 1 : Principaux résultats du scénario EUCO30 pour l'UE28

	2015	2030
Population (millions d'habitants)	505	516
Produit Intérieur Brut (milliards d'euros)	13 427	16 682
Intensité énergétique (tep/M€)	124	86
Consommation finale (Mtep)	1 133	987
Part des énergies renouvelables dans la consommation finale	16,1%	27,1%
dans la consommation d'électricité	28,2%	48,7%
dans l'usage chaleur & froid	17,4%	26,3%
dans l'usage transports	6,9%	19,0%

N.B. : Le taux dans l'usage transports est majoré par des coefficients multiplicateurs (voir chapitre 4).

Source : PRIMES, Results of the EUCO policy scenarios³.

Ces objectifs paraissent extrêmement volontaristes (ils sont parfois jugés irréalistes), car le scénario prévoit une croissance annuelle moyenne du PIB de 1,4 % et une diminution annuelle des consommations finales d'énergie de 1,4 %, soit une amélioration de l'intensité énergétique de 2,7 % par an, plus du double de celle qui a été observée entre 2000 et 2010 (1,2 %) et nettement supérieure à celle qui est attendue entre 2010 et 2020 (1,9 %). On comprend que la Commission ait choisi comme sous-titre à ses propositions « L'efficacité énergétique d'abord ».

L'effort en matière de réduction des consommations comporte une conséquence majeure : le prix du CO₂ à l'intérieur du système ETS demeure bas ; il se situe à 27 €/t en 2030. Si l'on se contente d'une amélioration de l'efficacité énergétique de 27 % (scénario EUCO27), la simulation indique un prix de 42 €/t⁴ ! Un écart en apparence faible entre les contraintes imposées aux deux scénarios se traduit par une divergence considérable sur le prix du carbone. Le modèle PRIMES détermine l'équilibre offre/demande en fonction des prix ; le faible prix du CO₂ dans le scénario EUCO30 conduit logiquement à une consommation de charbon en 2030 plus soutenue que dans le scénario EUCO27.

On voit sur le tableau 2 que ce basculement s'opère au détriment du gaz naturel, qui recule de près de 10 % entre les deux scénarios. La réduction des importations de gaz est citée comme un atout du scénario EUCO30, ainsi que la légère baisse du prix moyen de l'électricité.

Tableau 2 : Consommations d'énergie primaire en 2030
(en Mtep)

	EUCO27	EUCO30
Combustibles solides	164	170
Produits pétroliers	470	463
Gaz naturel	351	317
Energies renouvelables	314	303
Total énergie primaire	1 486	1 438

Source : PRIMES, Results of the EUCO policy scenarios⁴.

En choisissant un objectif de 30 % pour l'efficacité énergétique, on renonce donc implicitement à donner au prix du CO₂ un rôle directeur dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il est permis de penser que le choix de la Commission européenne répond à l'attitude des États, qui ont refusé sa proposition de majorer la composante carbone dans la taxation de l'énergie et qui s'orientent vers une réforme modeste du système ETS^d.

L'étude d'impact montre en outre que l'objectif de 30 % pour l'efficacité énergétique majore le coût des politiques nécessaires pour parvenir à 27 % d'énergies renouvelables. On mesure ce coût par un indicateur théorique, la « valeur de l'énergie renouvelable » ; il passe de 7 €/MWh en moyenne pour 27 % d'efficacité énergétique à 16 €/MWh pour un objectif de 30 % (et de 7 à 23 €/MWh pour l'électricité)⁵. Cet indicateur chiffre en quelque sorte le coût des politiques nécessaires pour atteindre le niveau d'investissement requis dans les énergies renouvelables. Quand le prix du CO₂ baisse, la rentabilité de ces investissements diminue ; il faut alors mener des politiques de soutien plus onéreuses.

L'objectif 30 % a néanmoins été retenu, la Commission considérant que le système énergétique qui en résultera en 2030 préparera mieux l'UE à une décarbonation quasiment complète en 2050⁶. Les simulations à partir de cet objectif concluent par ailleurs à une augmentation du PIB de l'UE (+ 0,4 %) et du nombre d'emplois (+0,2 %) par rapport au scénario EUCO27⁷.

d. Cette réforme reste en cours de négociation au moment où les présentes lignes sont écrites, mais le mandat délivré aux négociateurs paraît très étroit. Pour la plupart des analystes, la réforme qui se dessine ne suffira pas à redresser le prix du CO₂ et confinerà le système ETS à une fonction d'ajustement à court terme.

Chaleur et froid

Cadre réglementaire

Selon la simulation EUCO30, une amélioration de l'efficacité énergétique de 30 % se traduira par une baisse de la consommation d'énergie primaire d'environ 14 % entre 2015 et 2030 pour l'ensemble de l'UE^e. Mais l'effort sera inégalement réparti : les consommations d'électricité augmenteront d'environ 4 %, celles du secteur des transports diminueront de 10 %, alors que les usages chaleur et froid subiront une chute de près de 17 %⁸. La pénétration des énergies renouvelables dans ce secteur se produira donc dans un contexte tendu ; leur part devrait passer de 18,1 % en 2015 à 26,3 % en 2030⁹. Pour progresser, les États sont autorisés à verser des aides à l'investissement, proportionnées à l'écart de coût avec une installation conventionnelle.

Comme indiqué dans la première section, la proposition de directive sur les énergies renouvelables introduit une contrainte spécifique, consistant à augmenter la part de ces énergies à des fins de chauffage et froid d'au moins 1 % chaque année. Les États peuvent transférer cette exigence sur certains « acteurs obligés », tels que les fournisseurs de combustibles, tenus alors d'incorporer une fraction de ces énergies dans leurs ventes. Au sein des États qui privilégient cette option, un système de certificats négociables facilite le respect de la contrainte, dans l'esprit des certificats d'économie d'énergie (« certificats blancs ») mis en place dans 15 pays.

Cette disposition vise surtout à accélérer la pénétration des énergies renouvelables dans les bâtiments existants. Pour les bâtiments neufs ou rénovés, la proposition de directive fixe des exigences élevées, puisque le code de la construction devra imposer un niveau minimal d'énergies renouvelables, déterminé en fonction de l'optimalité économique^f.

e. Rappelons que l'amélioration de l'efficacité énergétique ne mesure pas une réduction des consommations entre deux dates, mais l'écart entre la consommation que l'on atteindrait en l'absence d'intervention et celle que l'on vise grâce à des actions spécifiques. Cet écart se mesure en unités d'énergie (Mtep habituellement).

f. Cette notion, omniprésente dans la proposition de directive, est définie comme le niveau de performance énergétique qui entraîne les coûts les plus bas sur la durée de vie économique. Il s'agit d'un calcul « coûts/bénéfices » intégrant les coûts d'investissement liés à l'énergie, les coûts de

On pourrait s'interroger sur la compatibilité de ces mesures avec les textes sur l'efficacité énergétique, notamment deux mesures phares :

- Chaque État réalisera des économies annuelles correspondant à 1,5 %, en volume, des ventes annuelles d'énergie aux clients finals¹⁰.
- Tous les nouveaux bâtiments seront à consommation d'énergie quasi nulle à partir de 2021 (2019 pour les bâtiments publics)¹¹.

La cohérence est garantie par le fait que les énergies renouvelables ne sont comptabilisées ni dans le volume auquel s'applique la réduction de 1,5 %, ni dans la consommation des bâtiments. La comptabilisation de ces énergies ne distingue pas celles qui sont produites sur place de celles qui sont livrées. En outre, la méthode de calcul interdit les équivalences : ainsi, un bâtiment qui consommerait 3 MWh de gaz pour le chauffage mais qui produirait 3 MWh d'électricité revendus sur le réseau, grâce à des panneaux photovoltaïques, ne serait pas qualifié « à consommation quasi nulle ». Il n'obtiendra ce label qu'à la condition de couvrir ses besoins de chauffage par une énergie renouvelable.

Perspectives

La chaleur issue de la géothermie profonde, le solaire thermique, le biogaz, l'énergie tirée des déchets organiques et la biomasse solide vont se trouver en compétition avec l'électricité, soit en usage direct lorsqu'elle provient de sources renouvelables, soit pour actionner une pompe à chaleur, et l'on compte alors la chaleur (ou le froid) tiré du milieu ambiant selon une méthodologie rigoureuse.

Avec près de 80 % du marché de la chaleur renouvelable en 2015, la biomasse solide devance aujourd'hui largement les pompes à chaleur, qui n'en captent que 8 %⁷. Cependant, la biomasse solide, ainsi que le biogaz et les déchets organiques, font face à plusieurs difficultés de nature à handicaper leur développement :

- Le Paquet Énergie Propre impose de stricts critères de durabilité aux bioénergies utilisées dans des installations d'une puissance égale ou supérieure à 20 MWth (et 0,5 MWe pour le biogaz), susceptibles d'affecter la ressource¹². L'incertitude créée par cette exigence est aggravée par le pouvoir, que la Commission souhaite se voir attribué, de modifier les critères au fil des années¹³.

maintenance et de fonctionnement (y compris les coûts de l'énergie), les bénéfices provenant de l'énergie produite, etc.

- ▀ La valorisation des calories issues d'une installation de combustion repose souvent sur l'existence d'un réseau de chaleur répartissant l'énergie auprès des consommateurs voisins. Or la rentabilité de ces ouvrages pourrait baisser sous l'effet des mesures d'efficacité énergétique chez ces clients, qui réduiront leur demande d'environ 0,8 % par an entre 2020 et 2030⁴.
- ▀ En 2012, les réseaux de chaleur existants tiraient leur énergie pour 40 % du gaz naturel et pour 29 % du charbon¹⁴. Pour faciliter la pénétration des sources renouvelables, le Paquet Énergie Propre contraint les exploitants de ces réseaux à donner un libre accès à leurs ouvrages à tous producteurs de chaleur d'origine renouvelable qui souhaitent s'y raccorder. Plutôt qu'à la biomasse, ces nouveaux entrants pourraient recourir à des pompes à chaleur de grande puissance, programmées pour fonctionner aux moments où les prix de l'électricité chutent, et contribuant à stocker, sous forme de chaleur, la production éolienne ou solaire excédentaire.
- ▀ Enfin, les textes autorisent les consommateurs à se déconnecter d'un réseau de chaleur non « efficace »^g. Dans ce cas également, ceux-ci pourraient préférer une pompe à chaleur plutôt qu'une chaudière au bois.

Les pompes à chaleur bénéficient en effet d'un contexte porteur. Les futurs codes de la construction vont stimuler la production locale d'énergies renouvelables dans les bâtiments neufs ou rénovés. Les pompes à chaleur apparaissent extrêmement compétitives en comparaison d'autres filières, permettant leur diffusion sans aide ou avec une aide financière très modeste (estimée par la Commission à 3 €/MWh entre 2008 et 2012)¹⁵. Grâce à leurs performances, la chaleur d'origine renouvelable gagnera du terrain dans le secteur domestique en ne majorant la facture que de 11 € par an, indique la Commission¹⁶. La pompe à chaleur constitue en outre un outil privilégié pour exploiter la chaleur résiduelle des eaux usées ou des ventilations régulières, dans les grands bâtiments et métros par exemple, toutes zones d'habitat dense où l'autoproduction d'électricité photovoltaïque ou éolienne reste souvent malaisée.

Une étude diffusée par le think tank Agora Energiewende souligne leurs apports positifs ; lorsqu'elles se substituent à la fois aux chaudières au fioul et aux anciens radiateurs électriques, la puissance appelée en période

g. Au sens de la directive 2012/27/UE, un réseau « efficace » utilise au moins 50 % d'énergie renouvelable ou 75 % de chaleur issue de cogénération.

de grand froid ne varie guère. De son côté, le cabinet Ecofys a mis en évidence les atouts d'une solution « hybride » consistant à coupler une pompe à chaleur avec une chaudière existante, dans un logement bien isolé thermiquement¹⁷. La chaudière à gaz sert alors d'appoint en cas de vague de froid, la pompe à chaleur procurant le chauffage de base ; on limite ainsi sa puissance maximale, ce qui réduit d'autant les besoins de renforcement des réseaux électriques. Cette solution, dont l'étude démontre la pertinence économique pour l'ensemble des acteurs pourrait être soutenue par les compagnies gazières.

En effet, à l'échelle de l'UE, en 2012 le gaz assurait 45 % des usages chaleur et froid, les autres vecteurs se partageant le solde en parts voisines (fioul domestique, charbon, biomasse, électricité et chauffage urbain), avec toutefois des écarts considérables d'un pays à l'autre¹⁸. Dans la plupart des pays, le gaz est fourni par de grandes entreprises, souvent de stature internationale. La Commission européenne prévoit que l'obligation de majorer la part des énergies renouvelables dans ces usages échoira principalement à ces grandes entreprises gazières, qui détiennent un savoir-faire suffisant pour minimiser l'impact financier sur les consommateurs. Les compagnies gazières s'efforceront de préserver leur présence sur le marché, fut-il en contraction, en ciblant leur action sur les installations alimentées au charbon et au fioul domestique. En complément de la fourniture de biométhane, elles pourront proposer une solution hybride, dont le bilan énergétique, calculé à partir de l'énergie primaire consommée, progressera si l'on tend vers une électricité d'origine renouvelable à près de 50 % en 2030.

Nous avons dit que toutes les bioénergies seront affectées par les critères de durabilité. La biomasse solide (bois énergie) fera face à une difficulté supplémentaire : il s'agit de la concurrence entre deux formes de valorisation, celle de son contenu énergétique et celle de sa fonction climatique, car la forêt sert de « puits de carbone ». La Commission européenne souhaite que le CO₂ ainsi stocké soit désormais comptabilisé dans l'ensemble des efforts relatifs aux émissions de gaz à effet de serre (proposition UTCATF). Augmenter le prélèvement en bois pour l'usage chaleur équivaut donc à un « déstockage », qu'il faudra compenser par une réduction accrue des émissions dans d'autres secteurs.

L'arbitrage des États demeure inconnu, mais on ne peut exclure que certains d'entre eux préfèrent le bénéfice climatique du bois local à son usage calorifique. Une telle orientation conduirait vraisemblablement l'UE à importer davantage de biomasse venant de pays tiers pour atteindre ses objectifs 2030. En 2015, l'UE détenait déjà le titre de premier importateur mondial de granulés de bois, pour un total de 7,2 millions de tonnes, soit

35 % de la consommation, venant majoritairement des États-Unis et du Canada. Ces deux pays semblent confiants dans leur capacité à remplir les critères de durabilité bientôt en vigueur¹⁹.

La proposition UTCATF ne concerne guère le biogaz et les déchets organiques. Le biogaz offre deux voies de valorisation, selon qu'il est brûlé en l'état, pour produire chaleur et électricité (dans une installation fonctionnant en cogénération) ou purifié jusqu'à devenir du biométhane. Le biométhane peut ensuite être utilisé en carburant dans des véhicules adaptés pour rouler avec du gaz naturel. Plusieurs pays ont encouragé le GNV (Gaz Naturel pour Véhicules), ouvrant ce débouché au biométhane. Ce dernier peut encore être injecté dans les réseaux de gaz naturel existants. Si tout le biogaz produit en respectant les nouvelles contraintes prévues par la Commission était transformé en biométhane, le volume correspondant approcherait 10 % des consommations de gaz naturel estimées pour 2030²⁰. Ce niveau paraît suffisant pour envisager un commerce intra-européen, facilité par le système de garantie d'origine que la Commission propose, afin d'assurer une traçabilité précise. La garantie d'origine s'applique à toutes les énergies renouvelables, mais celles qui peuvent circuler dans des réseaux, comme le biométhane ou l'électricité, devraient en tirer un meilleur parti que celles vouées à une consommation locale, comme la chaleur.

Électricité

Principales dispositions

La Commission européenne accorde une place centrale à l'électricité dans l'avenir énergétique européen, et un rôle majeur aux filières éolienne et solaire au sein du système électrique. En effet, seules ces deux filières disposent d'un potentiel de développement à hauteur des besoins futurs, les autres sources renouvelables (biomasse, hydroélectricité, etc.) rencontrant rapidement des limites naturelles ou économiques. Le Paquet Énergie Propre est donc largement conçu dans l'optique de faciliter le développement des énergies éolienne et solaire, bien au-delà de 2030, en prenant mieux en compte leurs caractéristiques.

Afin de stimuler la production d'électricité durant la décennie 2000-2010, de nombreux États avaient instauré des tarifs d'achat garantis sur longue période ; parfois trop généreux, ces tarifs ont perturbé le fonctionnement du marché tout en majorant le prix du kWh pour le client final. Les lignes directrices publiées par la Commission en 2014, ainsi que ses propositions de novembre 2016, confinent ce type d'aide aux petites installations et aux technologies émergentes.

Pour toutes les autres productions, un dispositif de référence a été institué, consistant en une vente directe sur le marché assortie soit d'un système de certificats verts, soit d'un complément de rémunération établi par appel d'offres. Pour assurer une équivalence entre ces deux voies, la Commission souhaite que les États procèdent à des appels d'offres technologiquement neutres. Dans les deux cas, la vente sur le marché s'accompagne d'une responsabilité financière des opérateurs lors des déséquilibres entre la production annoncée et la production livrée^h. Certificats verts et compléments de rémunération sont décrits comme des mécanismes temporaires, dont les filières matures devront bientôt se passer²¹.

On trouve une autre illustration de l'emprise du marché dans les nouvelles clauses relatives à l'injection. Alors que le cadre législatif de 2009 imposait aux gestionnaires du système d'injecter en priorité toute

h. Cette responsabilité d'équilibre ne s'applique pas aux petites installations, celles dont la puissance reste inférieure à 500 kW jusqu'en 2025, inférieure à 250 kW à partir de 2026.

l'électricité issue de sources renouvelables²², le Paquet Énergie Propre entend limiter cette priorité aux petites unités, celles dont la puissance est inférieure à 500 kW jusqu'en 2025, puis 250 kW ultérieurement²³. En supprimant cet avantage, on conforte le marché comme seul guide de la décision de vendre, un guide commun aux énergies renouvelables et conventionnelles.

Le marché de l'électricité peut-il procurer des revenus suffisants ?

La Commission européenne répond par l'affirmative, sous réserve que ses règles soient remaniées. Citons certaines des évolutions prévues :

- Pour tenir compte de la moindre prévisibilité des sources renouvelables, les places de marché seront ouvertes sans discrimination aux agrégateurs, elles permettront la participation très peu de temps avant la livraison effective (marché « infrajournaliers » ou « d'équilibrage ») et elles offriront des produits à intervalles de temps courts, fixés à 15 minutes en 2025.
- Il convient ensuite que le marché maximise les possibilités d'échanges transfrontaliers ; la rémunération se fera au prix marginal de l'énergie (reflétant les seuls coûts variables), sans distorsion d'ordre réglementaire (en particulier sans plafond de prix).
- Les propositions ouvrent la possibilité de redécouper les zones de marché, qui épousent souvent, aujourd'hui, les frontières nationales (comme en Allemagne ou en France) : elles pourraient dans le futur être tracées en fonction des capacités de transport (comme en Italie et en Suède, par exemple). Ce nouveau découpage majorera les revenus des unités de production qui s'installeront dans les zones les moins bien desservies.
- Les textes établissent des règles précises pour l'indemnisation des producteurs d'électricité de source renouvelable victimes d'une congestion des réseaux leur occasionnant des pertes.

Par ailleurs, le Paquet Énergie Propre encourage l'autoconsommation d'électricité de source renouvelable, en apportant diverses garanties aux acteurs. Ceux-ci peuvent agir à titre individuel ou se regrouper à l'échelle d'un immeuble, d'un site commercial ou d'une antenne du réseau de distribution ; ils peuvent également agir par l'intermédiaire d'un agrégateur. La vente de la production excédentaire est facilitée, mais à sa « valeur de marché ». Les textes introduisent en outre la notion de « communauté d'énergie renouvelable », prenant la forme d'une entreprise ou d'une association, impliquant directement des citoyens locaux ou leurs

représentants, gérant éventuellement son réseau, et vouée à produire, consommer, stocker et vendre ce type d'énergie.

Résultats

Le tableau 3 détaille les perspectives issues de la simulation EUCO30 pour la capacité installée, à l'échelle de l'UE, ainsi que trois indicateurs économiques.

Tableau 3 : Résultats du scénario EUCO30 (UE28)

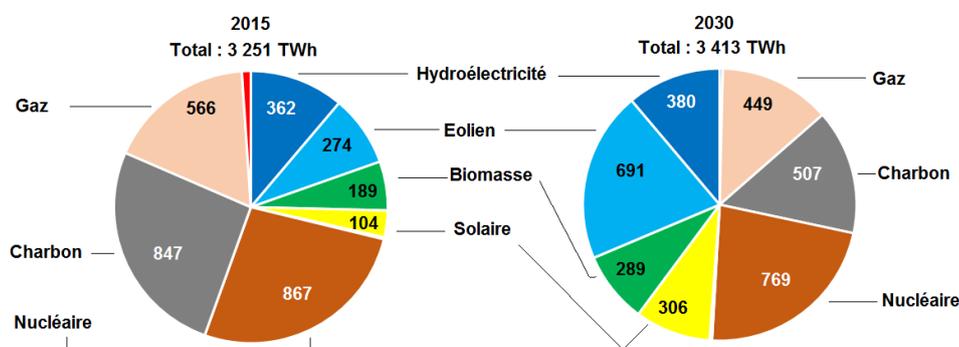
	2015	2030
	GW	GW
Capacité installée	966	1 125
Sources conventionnelles	571	415
Nucléaire	121	110
Thermique	450	305
Sources renouvelables	396	711
Hydroélectricité	127	133
Eolien	142	285
Solaire	97	237
Biomasse, Biogaz, Déchets	28	54
Autres (énergies marines, géothermie...)	1	2
Indicateurs économiques	€/MWh	€/MWh
Coût moyen de production	85	90
Prix de l'électricité pour les ménages	209	215
Coût moyen du soutien aux renouvelables	17,3	20

Sources : PRIMES, Eurostat, CEER²⁴.

Les capacités installées de toutes les sources renouvelables sont multipliées par un facteur proche de 2 (hors hydroélectricité), tandis que celles des sources conventionnelles se contractent d'environ 27 %. Sur la période, la capacité totale augmente de 20 %, pour une production qui croît de 5 %. La simulation indique une augmentation modérée des coûtsⁱ. Le graphique 1 donne l'origine de la production électrique pour 2015 et 2030.

i. Le coût moyen du soutien aux sources renouvelables est ici rapporté à l'ensemble des MWh consommés, toutes origines cumulées.

Graphique 1 : Ventilation des sources d'électricité (UE28) en TWh



Source : PRIMES, Results of the EUCO policy scenarios²⁵.

Alors que la production hydroélectrique reste stable, les volumes livrés par les sources éolienne et photovoltaïque progressent fortement, suivis à un rythme moindre par la biomasse (incluant ici biogaz et déchets organiques). Le charbon recule, mais garde sa place de première énergie fossile, devant le gaz. Comme mentionné dans le premier chapitre, cette situation s'explique par la relative modération du prix du CO₂ dans le système ETS, liée aux résultats en efficacité énergétique intégrés dans la simulation.

Cette évolution pour l'ensemble de l'UE masque de profondes inégalités entre pays. La Commission européenne est consciente que le développement des sources renouvelables dépend un peu du potentiel local, mais bien davantage du niveau des aides et de la confiance des investisseurs dans les institutions du pays, déterminant le coût d'accès au capital. La Commission ne détient pas le pouvoir de modifier cette confiance, mais elle a considéré que l'harmonisation préconisée, allant des règles de marché jusqu'aux formalités administratives, réduirait les écarts actuels.

La simulation EUCO30, qui tient compte de cette harmonisation, montre que le rattrapage ne s'effectuera pas sur la décennie 2020-2030. Sur un échantillon de 16 pays, le tableau 4 compare le parc installé en nouvelles sources renouvelables dans les cinq États les mieux dotés et les cinq États les moins bien équipés, en 2015 et 2030. Le premier tableau montre le parc total, le second ramène la puissance installée au nombre d'habitants, pour atténuer les effets de taille. On voit que le classement ne varie guère en 15 ans, avec une prédominance persistante des pays situés à l'ouest de l'Europe.

Tableau 4 : Capacités installées en énergies éolienne, solaire et biomasse pour la production d'électricité

Total en GW			
2015		2030	
Allemagne	88,2	Allemagne	157,8
Italie	32,7	Espagne	68,5
Espagne	31,3	Royaume Uni	68,2
Royaume Uni	26,9	Italie	57,9
France	17,7	France	56,8
Roumanie	4,9	Roumanie	10,1
Rep. Tchèque	2,8	Bulgarie	6,1
Bulgarie	1,8	Rep. Tchèque	5,7
Slovaquie	0,8	Hongrie	3,4
Hongrie	0,6	Slovaquie	1,4

Par habitant (kW/hab)			
2015		2030	
Danemark	1,4	Danemark	2,0
Allemagne	1,1	Allemagne	1,9
Suède	1,0	Suède	1,7
Espagne	0,7	Espagne	1,5
Belgique	0,6	Grèce	1,4
Bulgarie	0,2	Rép. Tchèque	0,5
Roumanie	0,2	Roumanie	0,5
Pologne	0,2	Pologne	0,5
Slovaquie	0,1	Hongrie	0,3
Hongrie	0,1	Slovaquie	0,3

Source : PRIMES, Results of the EUCO policy scenarios²⁶.

Commentaires

Marché et aides

La Commission fait un pari audacieux en misant aussi largement sur les forces du marché pour assurer tout à la fois le quasi-doublement du parc installé en énergies renouvelables et le fonctionnement d'un système électrique de plus en plus « européenisé ». Un pari d'autant plus risqué que certaines des réformes proposées se heurteront vraisemblablement à une forte opposition : on imagine mal, par exemple, l'Allemagne accepter l'instauration de deux zones de prix, modérés au Nord en raison de la production éolienne et élevés au Sud où se situe une grande partie de l'industrie.

S'agissant des énergies conventionnelles, qui fourniront tout de même environ 50 % de l'électricité en 2030, plusieurs pays ont jugé qu'un marché *energy only*, fondé sur le coût marginal de production, ne garantirait pas les investissements nécessaires ; ces pays ont décidé de mettre en œuvre, sous diverses formes, un mécanisme de capacité, rémunérant le maintien d'une puissance disponible. Les besoins en investissements dans le secteur conventionnel ne sauraient être sous-estimés, les centrales thermiques actuellement en service étant menacées par leur âge, par les restrictions sur les rejets atmosphériques récemment adoptées et par les réglementations nationales ou européennes²⁷, telle que la proposition contenue dans le Paquet Énergie Propre d'interdire l'accès aux mécanismes de capacité aux unités émettant plus de 550 g de CO₂/kWh²⁸.

S'agissant des sources renouvelables, le Paquet Energie Propre admet implicitement que les revenus tirés du marché ne suffiront pas à déclencher les investissements en leur faveur, puisque les aides, dûment encadrées, demeurent autorisées. Jusqu'à quand ? L'étude d'impact énumère deux séries de conditions à satisfaire (onze au total)²⁹, dont plusieurs semblent hors d'atteinte d'ici 2030. Cette étude rappelle une singularité : les revenus que le marché procure aux sources renouvelables dépendent du coût de production établi par les sources conventionnelles. Or l'afflux des énergies renouvelables crée des surcapacités dans le parc conventionnel, qui pousse leur coût marginal à la baisse. Ce phénomène est intitulé « cannibalisation » : plus les énergies renouvelables se développent, et plus les revenus apportés par le marché diminuent. On ne voit guère ce coût marginal se redresser d'ici la fin de la décennie, l'un des composants susceptibles de le majorer, le prix du CO₂ dans le système ETS, étant maintenu à un faible niveau par l'accent mis sur l'efficacité énergétique. Ainsi, les réformes du marché préconisées par le paquet du 30 novembre 2016 favoriseront certes les sources renouvelables les plus compétitives, mais ne semblent pas annoncer la fin des aides.

Les États pourront récupérer une petite partie des aides allouées. En effet, le Paquet Énergie Propre stipule que chaque MWh d'origine renouvelable sera accompagné d'une garantie d'origine, titre électronique d'une validité d'un an, reconnu dans toute l'UE. Pour les productions aidées, la garantie d'origine revient à l'État ; les producteurs non aidés les recevront directement (il s'agit par exemple des anciens barrages hydrauliques ou des fermes éoliennes et solaires au terme de leur contrat d'achat).

Il existe un marché des garanties d'origine. Actuellement, la demande stagne à un niveau très faible, car elle provient uniquement de clients désireux de s'alimenter en électricité « verte ». Face à une offre pléthorique, les prix demeurent très bas. En 2015, la demande avait atteint 357 TWh, soit environ 10 % de toute l'électricité de source renouvelable produite cette année-là³⁰ ; la demande a bénéficié principalement à la Norvège^j, pour un prix estimé inférieur à 1 €/MWh³¹. Demain, de nouveaux acquéreurs se présenteront : les fournisseurs d'énergie qui seront astreints à un minimum de sources renouvelables dans leurs ventes après 2020, tels que les vendeurs d'électricité pour véhicules électriques. Cette demande supplémentaire tirera sans doute le prix des garanties d'origine à la hausse, mais il paraît peu probable que la demande totale soit suffisante pour générer des revenus significatifs.

j. Les garanties d'origine émises par la Norvège et la Suisse sont valides en UE.

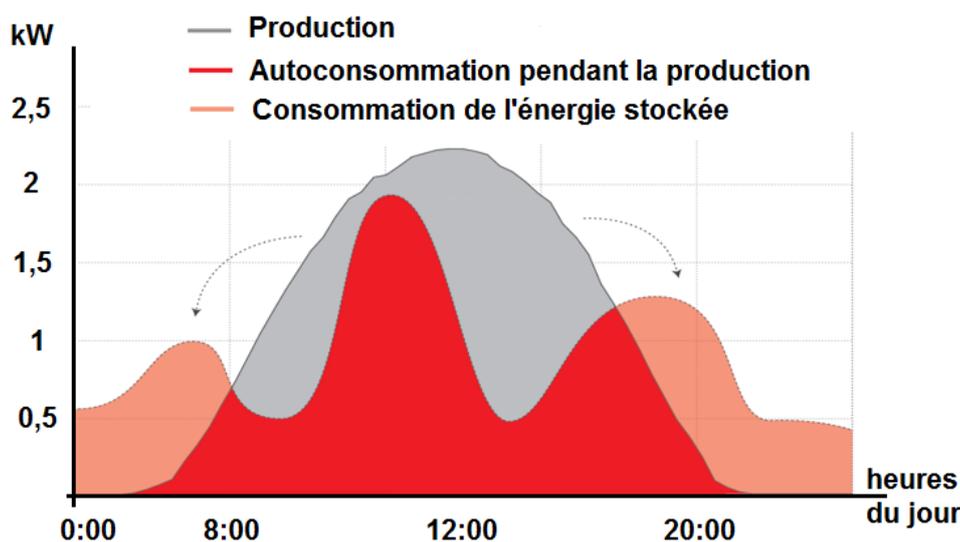
Consommateurs et nouveaux acteurs

Avec le Paquet Énergie Propre, la Commission européenne souhaite que les consommateurs d'électricité jouent un rôle actif au sein du nouveau système.

En premier lieu, ils sont invités à choisir des « tarifs dynamiques », reflétant à chaque instant les coûts de production, donc au plus près des prix à court terme indiqués par le marché de gros, et à moduler leur consommation. Par cette « gestion de la demande », une partie des consommations s'adapterait aux fluctuations des sources intermittentes et serait en retour facturée à un prix avantageux. Le gain dépend de la différence de tarif entre les périodes creuses et les périodes de pointe, sur la ligne « fourniture » de la facture. Pour les consommateurs industriels, la fourniture représente une part importante ; la gestion de la demande peut donc se révéler profitable, et le deviendra encore plus si les tarifs d'acheminement distinguent à leur tour les périodes creuses et les périodes de pointe. Pour les petits consommateurs, le gain risque d'apparaître trop modeste pour favoriser les tarifs dynamiques, à la fois parce que la composante « fourniture » de la facture reste faible, et parce que la part de la consommation impossible à décaler sera alors facturée à un niveau très élevé, surtout après la suppression des plafonds de prix actuels.

En second lieu, les consommateurs sont incités à produire eux-mêmes une partie de leur électricité à partir de sources renouvelables, à titre individuel ou dans le cadre d'une communauté de l'énergie. La vente des excédents de production se fera au prix du marché. Or celui-ci se révèle parfois très bas ; les autoconsommateurs trouveront donc avantage à stocker les surplus de production et à les consommer ultérieurement. Le graphique 2 décrit un modèle simple de production & consommation pour un équipement individuel en panneaux photovoltaïques et batteries. Il peut devenir intéressant, notamment pour les communautés, de recourir à des intermédiaires, dits agrégateurs, qui géreront les équipements de façon à maximiser les gains, selon les meilleures opportunités du marché. Leur rôle pourra s'étendre à la gestion de la demande décrite plus haut. Le Paquet Énergie Propre transfère aux agrégateurs les droits dévolus aux autoconsommateurs individuels ; ainsi, un agrégateur cumulant plusieurs installations d'une puissance unitaire inférieure à 500 kW conserve pour l'ensemble la priorité d'injection accordée à chacune.

Graphique 2 : Autoconsommation avec production photovoltaïque et stockage



Source : Commission européenne³².

Réseaux

En parcourant l'ensemble des textes composant le Paquet Énergie Propre, on saisit bien la philosophie générale, consistant d'une part à encourager les initiatives privées en faveur des énergies renouvelables par l'atténuation des obstacles réglementaires et d'autre part à guider les choix des investisseurs grâce au bon fonctionnement du marché. Les réseaux constituent le cœur du dispositif, où l'équilibre entre légitime encadrement et libre marché paraît le plus délicat à réaliser. Quelques exemples illustreront les difficultés posées au législateur.

• Tarifs et redevances

Dans plusieurs pays, les fermes éoliennes ou solaires ont connu un développement beaucoup plus rapide que le renforcement des réseaux nécessaires à l'évacuation de l'énergie produite. Il en résulte des dépenses élevées pour la collectivité, liées à l'indemnisation des productions non enlevées et à une utilisation non optimale des centrales (*redispatching*). Le Paquet Énergie Propre préconise une réponse par les redevances de réseau : celles-ci devront refléter rigoureusement les charges. Comment mettre ce principe en œuvre ? La Commission demande à l'ACER de formuler des propositions³³.

Prenons un cas concret. Les textes demandent que les installations dont la capacité électrique est inférieure à 50 kW puissent se connecter au réseau après une simple notification au gestionnaire de réseau de

distribution³⁴. Si un signal tarifaire doit quantifier la capacité d'accueil du réseau local, comment définir la taille de la zone où ce signal s'appliquera ? Faut-il un signal par niveau de tension ? Sur quelle durée le signal s'appliquera-t-il, pour ne pas pénaliser les premiers projets, ayant entraîné le renforcement des lignes, ni favoriser les derniers, bénéficiant d'un réseau rénové ?

De façon plus générale, il conviendrait de moduler les redevances de raccordement en fonction des investissements nécessités. Ainsi, les nouvelles installations acceptant un écrêtement temporaire de leur production paieraient des frais de raccordement allégés, les ouvrages étant alors dimensionnés à une capacité moyenne, et non plus en fonction du pic de production.

Dans un autre registre, les propositions du 30 novembre 2016 encouragent l'autoconsommation. Il s'ensuit une diminution des sommes versées aux gestionnaires du réseau de distribution, qui a pu être estimée à 7,2 % d'ici 2030 en Allemagne, par rapport à leurs revenus de 2013³⁵. Dans le cadre réglementaire actuel, ces « producteurs-consommateurs » (*prosumers*) peuvent durant certaines périodes appeler la totalité de la puissance électrique qui leur est nécessaire, et durant d'autres périodes délivrer sur le réseau toute l'énergie produite par leur installation fonctionnant à pleine capacité. Un tarif spécial pour ce type de clients paraît indispensable, proportionné à la fois à la capacité des câbles qui les relie (part fixe de la facture) et à l'énergie qu'ils injectent ou soutirent (part variable). Un déséquilibre entre le terme fixe et le terme variable pénalisera soit le *prosumer* (charges indues), soit le gestionnaire de réseau (pertes de recettes), soit les autres consommateurs (transfert de dépenses à leur détriment)^k. Pour l'ensemble des parties intéressées, un enjeu majeur réside dans l'évolution des deux composantes du tarif d'acheminement, celle qui rémunère la puissance disponible à chaque instant et celle qui varie avec l'énergie produite ou consommée dans une période donnée.

- **Qualité du courant**

On voit sur le tableau 3 que la production à partir de sources intermittentes (éolienne et photovoltaïque) atteindra en moyenne annuelle 29 % en 2030. Cependant, à certains moments de l'année ce ratio sera plus élevé, si l'ensoleillement et le vent sont favorables quand la consommation est basse. Sauf dispositions réglementaires différentes, ces jours-là plusieurs régions européennes pourraient se trouver entièrement alimentées par ces

k. Il conviendra aussi d'imputer à ces autoconsommateurs leur part des charges compensant les aides aux sources renouvelables, proportionnelles aujourd'hui à l'énergie tirée du réseau.

deux sources. Une variation brutale de l'ensoleillement ou de la vitesse du vent serait alors susceptible de déclencher les dispositifs de protection destinés à éviter une détérioration du matériel ; la perte de production engendrerait un afflux de courant sur les lignes desservant la région, pour leur éviter une interruption de service, mais cet afflux subit pourrait à son tour déclencher la mise hors-service des liaisons, pour empêcher un échauffement excessif... Une panne de grande ampleur surviendrait ainsi (*blackout*). Ce scénario noir s'est déroulé dans l'État d'Australie du Sud le 28 septembre 2016 en 87 secondes ; l'interruption d'alimentation a duré plusieurs heures et a affecté 850 000 clients³⁶.

La panne s'explique en partie par le fait que les sources éolienne et photovoltaïque sont raccordées au réseau après un convertisseur (donc « non synchrones »), ce qui les prive de l'inertie qui caractérise les alternateurs équipant les autres unités de production. En cas d'incident bref, l'inertie contribue à la stabilité de la fréquence du courant, paramètre qui détermine le déclenchement des dispositifs de protection. On s'efforce de mettre au point des équipements électroniques simulant une inertie équivalente, mais les textes du 30 novembre 2016 ne prévoient pas leur généralisation dans le parc intermittent. La Commission se réserve toutefois le pouvoir d'adopter de nouvelles règles ultérieurement³⁷.

Sans provoquer d'incident, la variabilité des sources éolienne et photovoltaïque engendre aussi des fluctuations de tension sur les lignes où elles débitent leur production. Ce phénomène demeure purement local, mais il appelle des équipements complémentaires sur les réseaux de distribution, pour respecter les normes de tension contractuelles.

L'injection importante de courant issu de sources intermittentes augmente donc les besoins en « services système », permettant aux gestionnaires des réseaux de garantir la continuité d'alimentation et le respect du cahier des charges. Malgré les efforts en cours, les installations d'énergies renouvelables demeurent encore mal adaptées au réglage de la fréquence et de la tension, mais elles peuvent déjà contribuer aux services « énergie », tels que les réserves primaires ou secondaires, équilibrant l'offre et la demande dans des délais très courts. Le Paquet Énergie Propre comporte diverses clauses garantissant que l'ensemble des services seront gérés selon les règles du marché et que les sources renouvelables y auront accès, afin d'en tirer des revenus additionnels.

Les dispositifs de stockage de l'électricité jouent un rôle important pour assurer divers services. Le Paquet Énergie Propre impose aux stockages les mêmes règles de marché que pour la production. Ces règles pénalisent les outils centralisés, tels que les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP), car elles paient l'acheminement du courant au même

titre qu'un consommateur ordinaire. Cette dépense contribue à réduire leur rentabilité ; celle-ci repose sur l'écart entre les prix en période de pointe et ceux en période creuse, mais les productions renouvelables ont comprimé cet écart. Les outils de stockage décentralisés connaissent en revanche un essor remarquable, en particulier grâce aux progrès accomplis avec les batteries modernes (voir aussi la cinquième section). Situés le plus souvent sur les lieux de production, ces stockages ne paient l'acheminement qu'au moment où ils injectent du courant sur le réseau ; or les charges d'injection restent en général très inférieures aux charges de consommation dans les redevances de réseau. L'ACER proposera-t-elle un rééquilibrage entre ces deux charges ?

Le Paquet Énergie Propre veut réserver la propriété et la gestion des stockages aux seuls acteurs de marché, producteurs, consommateurs et agrégateurs. Ces acteurs chercheront à maximiser leur profit en stockant ou déstockant selon leurs anticipations des prix sur le marché de gros, mais ces mouvements se traduiront alors, dans certaines circonstances, par une augmentation des dépenses de réseau, répercutées sur tous les consommateurs (dimensionnement des ouvrages, services système et pertes en ligne). La détention de stockages par les gestionnaires de réseau (transport et distribution) permettrait à l'inverse, dans les mêmes circonstances, de réduire les charges d'acheminement pour tous les consommateurs ; on les considère parfois comme des « réseaux virtuels ». Plusieurs expériences ont prouvé la pertinence de cette option (mentionnons en France les projets Nice-grid pour la distribution et Ringo pour le transport). La directive sur l'efficacité énergétique ouvrait cette possibilité³⁸ ; bien que cette directive n'ait pas été abrogée par les propositions du 30 novembre 2016, ces dernières restreignent néanmoins la liberté des régulateurs pour accorder, à titre dérogatoire, la possession de stockages par les gestionnaires de réseau.

Transports

Généralités

Les législations en vigueur depuis 2009 ont relativement épargné le secteur des transports, qui a logiquement peu intégré d'énergies renouvelables dans ses consommations : 6 % seulement en 2015, face à 16,4 % pour l'ensemble des secteurs ³⁹. L'essentiel de l'effort a porté sur le développement des biocarburants dits de première génération, produits pour l'essentiel à partir de plantes à vocation alimentaire. Encouragée dès 2003 par une directive incitative, puis stimulée en 2009 par un objectif ambitieux, cette filière a d'abord connu un essor rapide, avant de subir un net ralentissement depuis 2012, la Commission faisant volte-face et annonçant des critères de durabilité extrêmement stricts, adoptés en 2015. Le Paquet Énergie Propre modifie à nouveau les perspectives.

En premier lieu, l'objectif relatif à l'efficacité énergétique, visant une amélioration de 30 % d'ici 2030, s'accompagne d'un durcissement sur les émissions des voitures, qui devraient être réduites à 80 gCO₂/km en 2025 et 70 en 2030, au lieu de 95 gCO₂/km en 2021, comme le prévoit la législation actuelle. Cette pression sur les émissions incitera les constructeurs à inclure des véhicules électriques (non émetteurs) dans leur gamme, car les émissions sont calculées sur la moyenne des véhicules vendus. L'électricité provenant en part croissante de sources renouvelables, le secteur des transports augmentera mécaniquement sa contribution à l'objectif commun.

En second lieu, les fournisseurs de carburants seront astreints à inclure une proportion croissante d'énergies « alternatives » dans leurs ventes (cf. premier chapitre), qui comprennent :

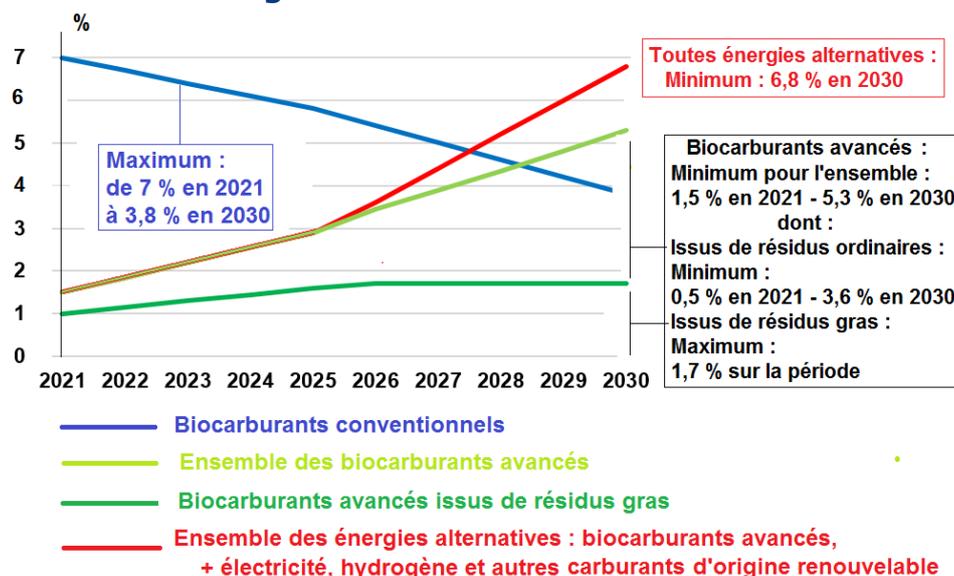
- ▀ L'électricité d'origine renouvelable et les carburants « artificiels », tels que l'hydrogène, produits aussi à partir d'énergies renouvelables.
- ▀ Les biocarburants avancés, liquides ou gazeux, répartis en deux sous-groupes : ceux qui proviennent d'algues ou de résidus ordinaires et ceux qui proviennent de mélasses ou de résidus gras.

La part de ces énergies devra atteindre au moins 6,8 % en 2030.

L'incorporation est encadrée, avec un minimum ou un maximum pour chaque catégorie, évoluant sur la décennie 2020-2030 selon les

trajectoires reproduites en graphique 3. L'incorporation de biocarburants conventionnels, issus de cultures destinées à l'alimentation humaine ou animale, reste autorisée en dessous d'un plafond décroissant sur la période, mais elle n'est pas obligatoire. Les lignes directrices de 2014 précisent que la production de ces biocarburants de première génération ne sera éligible à aucune aide au-delà de 2020⁴⁰.

Graphique 3 : Limites inférieures ou supérieures pour l'inclusion d'énergies « alternatives » entre 2020 et 2030



Source : Article 25 et Annexe X de la proposition COM(2016)-767.

Les critères de durabilité imposés à toutes les bioénergies s'appliquent bien sûr aussi aux biocarburants avancés. Malgré les critiques formulées à l'encontre des biocarburants conventionnels, produits à partir de cultures alimentaires, la Commission n'a pas souhaité les exclure complètement, considérant que l'atteinte de l'objectif 2030 se ferait à un coût trop élevé si le principal outil disponible se limitait aux biocarburants avancés. Le développement de ces derniers paraît cependant indispensable pour les moyens de transport dont l'électrification semble encore lointaine, comme les poids lourds ou les péniches. Outre les huiles extraites d'algues et le biométhane, les biocarburants avancés comprennent l'éthanol d'origine ligno-cellulosique, les huiles obtenues par pyrolyse de matière organique et les biocarburants de synthèse, notamment le méthanol ou *power to liquid*.

Résultats

Contrairement au secteur de l'électricité, les simulations ne fournissent guère de détail sur la ventilation des sources renouvelables dans les transports. Le résultat d'ensemble indique qu'elles représenteront 19 % de la consommation finale du secteur en 2030⁴¹. Mais ce chiffre est trompeur, puisqu'il est calculé selon une méthodologie très particulière, permettant par exemple de multiplier par deux le contenu énergétique de certains biocarburants avancés et par cinq l'apport d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables qui est consommée par les véhicules routiers électriques⁴². En chiffres bruts, la simulation aboutit à un résultat nettement plus modeste, avec une part de biocarburants de tous types égale à 6,6 % et une part de l'électricité égale à 2,2 % de toute l'énergie consommée dans le secteur des transports en 2030. Si l'on suppose que l'électricité d'origine renouvelable totalisera 50 % de la production en 2030, sa contribution ne représentera que 1,1 % des consommations dans le transport.

Ce chiffre appelle à son tour des réserves, car il provient d'une simulation reposant sur des hypothèses déjà anciennes. Elles retiennent un coût des batteries situé entre 320 et 360 €/kWh⁴³, un niveau très supérieur à celui fourni par des études plus récentes, qui annoncent un coût entre 150 et 200 €/kWh⁴⁴. Les stratégies commerciales des constructeurs, les politiques de mobilité propre lancées par les grandes villes et la création rapide d'un réseau de bornes de recharge en Europe accéléreront très probablement la diffusion des véhicules électriques.

S'agissant des biocarburants, les propositions du Paquet Énergie Propre conservent l'orientation des textes de 2009, qui n'imposent pas une production au sein de l'UE. Actuellement, et comme pour la biomasse (cf. deuxième section), une partie des biocarburants est importée ; en 2014, environ 10 % du bioéthanol et 26 % du biodiesel consommés dans l'UE provenaient de pays tiers. Cette année-là, le biodiesel produit en Europe a utilisé pour 60 % des matières premières locales et pour 40 % des matières importées⁴⁵. La mise au point du procédé d'hydrogénation pour la production de biodiesel après 2010 a favorisé l'arrivée des produits importés, comme l'huile de palme, qui représentait environ 17 % des matières premières utilisées dans l'UE pour cette filière en 2015⁴⁶. Cette année marque toutefois l'adoption d'une nouvelle directive (2015/1513/UE), imposant des contraintes beaucoup plus strictes qu'auparavant sur l'origine des matières premières.

L'incertitude pesant sur les progrès des technologies en compétition parmi les biocarburants avancés ne permet pas de discerner comment évolueront les importations durant la décennie 2020-2030. Le cadre de 2015 est préservé par le paquet du 30 novembre 2016, dont l'une des dispositions prévoit la création de bases de données nationales assurant une traçabilité précise.

Revenons à l'électricité pour l'usage transport. En complément des politiques publiques citées plus haut, son développement dépendra aussi des initiatives privées facilitant la coordination entre l'utilisateur et deux acteurs du système électrique, le fournisseur pour le prix du courant et le gestionnaire du réseau pour la disponibilité des ouvrages alimentant les bornes de recharge. La disponibilité conditionne en effet la forme de la recharge, lente, rapide ou intermédiaire, et son coût. La maîtrise de cette interface peut générer un modèle d'affaires spécifique, ouvrant la porte à des agrégateurs de services pour véhicules électriques, aptes à valoriser les capacités stockage d'un parc automobile.

Lorsqu'un parc de véhicules électriques se trouve à l'arrêt, ses batteries représentent une capacité de stockage significative, utilisable pour offrir des services aux réseaux, tels que le réglage de la fréquence et de la tension ou le lissage de la demande. Ces fonctions supposent d'une part un pilotage à distance d'un ensemble de véhicules et d'autre part une réglementation adaptée à cette nouvelle utilisation. La puissance minimale exigée pour concourir aux appels d'offres, la durée d'engagement requise et le niveau de rémunération proposé conditionneront la participation de ces nouveaux acteurs. Dans ce cas également, l'intervention d'un agrégateur se révélera précieuse.

Notons enfin que le Paquet Énergie Propre n'encourage pas particulièrement le recours à l'hydrogène dans le secteur des transports. L'énergie dépensée pour sa production (par électrolyse) puis pour la restitution de l'électricité (par une pile à combustible) détériore le bilan complet, celui qui est pris en compte pour valoriser l'électricité d'origine renouvelable à l'origine de cette filière. Si les performances des batteries continuent à s'élever au rythme observé ces dernières années, l'utilisation directe d'électricité de source renouvelable dans les véhicules restreindra la place envisagée pour l'hydrogène jusqu'en 2030.

Conclusion

Le Parlement européen et le Conseil détiennent le pouvoir d'amender profondément les propositions déposées par la Commission européenne le 30 novembre 2016. Ces deux instances pourraient en particulier renoncer à l'objectif de 30 % relatif à l'efficacité énergétique, dont l'application affaiblit le système ETS et renchérit le coût des mesures à mettre en œuvre pour atteindre 27 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale de l'UE en 2030.

Dans l'hypothèse où le Parlement et le Conseil conserveraient le choix de la Commission, les simulations pour 2030 donnent les résultats résumés en tableau 5.

Tableau 5 : Part des énergies renouvelables dans la consommation finale (en %)

Electricité	49
Hydroélectricité	11
Eolien	20
Solaire	9
Biomasse	8
Autres renouvelables	0
Chaleur & Froid	26
Transports	
Biocarburants	7
Electricité renouvelable	1

Source : PRIMES, Results of the EUCO policy scenarios⁴⁷.

Dans cette perspective, d'ici 2030 le secteur électrique supportera l'essentiel de l'effort ; la baisse régulière du coût des composants permettra une multiplication par 2 de la capacité installée pour la filière éolienne et par 2,4 pour la filière solaire, à l'échelle de l'UE à 28. Bien que ces coefficients multiplicateurs s'appliquent aussi aux capacités installées dans les pays d'Europe orientale, leur point de départ actuel se situant à un niveau modeste, la puissance installée dans ces deux technologies en 2030 y demeurera nettement inférieure à celle des pays d'Europe occidentale. Pour éviter un ressentiment politique, sans doute pourrait-on encourager les projets communs entre États des deux zones, par exemple par des garanties aboutissant à un égal coût d'accès au capital.

Le Paquet Énergie Propre envisage une réduction progressive des aides à ces deux filières, grâce à un marché de l'électricité réformé et

intégré. Sur ce marché, le prix du MWh, et donc demain la rémunération des sources renouvelables, restera fixé par les coûts de production des centrales conventionnelles (nucléaire, gaz, charbon). Ces centrales continueront par ailleurs à remplir des fonctions essentielles pour la sécurité d'alimentation et la qualité du courant. Dans divers États, le maintien en activité de ce parc conventionnel nécessitera aussi des formes d'aide, telles que mécanismes de capacité ou contrats à long terme.

Selon la rédaction actuelle du Paquet Énergie Propre, la Commission se réserve le pouvoir d'apprécier au cas par cas la réalité de ces besoins et de promulguer de nouvelles lignes directrices sur les aides autorisées entre 2021 et 2030 ; elle aura aussi reçu le pouvoir de fixer un nombre important de paramètres, tandis que d'autres critères seront établis par des instances extérieures, telles que l'ACER. Ce renvoi à des décisions ultérieures constitue un point faible, l'incertitude ainsi instaurée étant susceptible de retarder des investissements que l'on voudrait justement stimuler.

Au-delà des chiffres, le paquet du 30 novembre transformera le paysage électrique de 2030 d'un point de vue qualitatif. La nouveauté la plus probable consiste en l'arrivée d'agrégateurs, aptes à gérer un ensemble composite de productions éparses, de stockages et de consommations en partie modulables, aptes aussi à traiter les masses de données issues des dispositifs intelligents qui vont se multiplier sur le réseau et chez le client. Les textes favorisent les petites installations, de production pure ou d'autoconsommation, par des procédures simplifiées. Pour tirer le meilleur parti des investissements consentis, une bonne connaissance du marché de l'électricité paraît indispensable, et le recours à des intermédiaires possédant le savoir-faire requis devrait se généraliser. Un minimum d'agrégation semble en particulier nécessaire pour exploiter les possibilités de la tarification dynamique, préconisée par le Paquet Énergie Propre.

Le souhait de rentabiliser les investissements dans le secteur de la production par le seul jeu du marché peut cependant conduire à des dispositions éloignées de l'optimum économique général. Le cas le plus délicat concerne les réseaux. Il sera difficile de définir un signal prix reflétant exactement la charge engendrée par chaque type d'utilisateur. Dans un souci de justice sociale, il convient pourtant de s'y atteler, notamment face au développement de l'autoconsommation. Bien que peu de projections existent à ce jour, le phénomène devrait devenir significatif au long de la prochaine décennie, mais les avantages qu'il procure resteront inabordables pour une partie de la population, en raison d'une capacité d'épargne insuffisante ou d'un logement inadapté.

Une action d'efficacité énergétique ciblée sur cette population pourra compenser ce handicap. Bien orientée par les pouvoirs publics, une telle action pourra aussi valoriser la chaleur aujourd'hui perdue dans les infrastructures denses, au centre des agglomérations. La pompe à chaleur apparaît comme l'outil naturel pour ces équipements. La biomasse solide (bois-énergie) garde une marge de développement pour l'usage chaleur, mais les nouvelles contraintes de durabilité et sa fonction mieux reconnue de puits de carbone limiteront cette marge. Il serait regrettable que l'atteinte des objectifs en chaleur renouvelable repose sur des importations massives de bois.

L'éventualité de nouvelles dépendances extérieures en 2030 ne saurait toutefois être exclue. Ce risque est inhérent à une économie ouverte, comme celle de l'UE, qui adopte une politique ambitieuse à un horizon de temps relativement court, avec des objectifs contraignants, comme ceux du paquet du 30 novembre 2016. L'orientation du paquet, favorable au marché, devrait stimuler les activités à caractère de services, peu sujettes à délocalisation, mais une plus grande incertitude règne pour les activités manufacturières. L'industrie européenne détient en principe les moyens de fournir les équipements requis par la mise en œuvre du Paquet Énergie Propre, mais elle peut se trouver en situation défavorable face à des concurrents étrangers bénéficiant d'un soutien déterminé de leur gouvernement. À titre d'illustration, les aides accordées par les pouvoirs publics chinois aux fabricants locaux de batteries ne connaissent aucun équivalent en Europe et pourront leur conférer une position de force sur le marché mondial. Relevons aussi que tous les États de l'UE ne détiennent pas l'infrastructure industrielle pour accueillir les emplois promis ; ceux-ci pourraient se concentrer dans les régions déjà bien loties.

En lançant le Paquet Énergie Propre, la Commission a affirmé qu'il ferait de l'UE le leader mondial des énergies renouvelables. Comment garantir que le paquet se traduise en emplois équitablement répartis ? Dans les amendements que vont préparer le Parlement et le Conseil, on ne voit pas de préoccupation plus importante que celle de rendre le Paquet Énergie Propre bénéfique à tous les États membres et toutes les catégories de population.

Références

1. COM (2016)-759, *Proposition de règlement sur la gouvernance de l'Union de l'Énergie*.
2. Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 (2014/C - 200/01) du 28 juin 2014.
3. PRIMES, *Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios*, By E3MLab & IIASA, décembre 2016, p. 70-71.
4. SWD(2016)-418, Commission Européenne, *Étude d'impact accompagnant la proposition de refonte de la directive sur la promotion des énergies renouvelables*, troisième partie, p. 275.
5. *Ibid.*, p. 253-254.
6. SWD(2016)-405, Commission Européenne, *Étude d'impact accompagnant la proposition de révision de la directive sur l'efficacité énergétique*, p. 109 et suivantes : Section 6 – « Comparison of the policy options ».
7. Cambridge Econometrics, *Summary of E3ME Modelling*, décembre 2016, page 4.
8. Calculs de l'auteur à partir des données figurant dans les simulations EUCO30 (note 4), SWD(2016)-418 (note 5) page 37 et COM (2017)-57 (note 37), p. 6.
9. Part en 2015 : COM(2017)-57, Commission Européenne, *Renewable Energy Progress Report*, 1^{er} février 2017, p. 5.
Part en 2030 : PRIMES, *Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios*, By E3MLab & IIASA, décembre 2016, p. 70-71.
10. Nouvel article 7 de la directive relative à l'efficacité énergétique, tel qu'il est modifié par la proposition COM (2016) 761.
11. Nouvel article 9 de la directive relative à la performance énergétique des bâtiments 2010/31/UE, et article 1, premier alinéa de l'annexe I, tels qu'ils sont modifiés par la proposition COM (2016) 765.
12. COM (2016)-767, proposition de refonte de la directive sur la promotion des énergies renouvelables, articles 26, 27 et 28.
13. COM (2016)-767, note 12, article 25, alinéa 5.
14. SWD(2016)-418, Commission Européenne, *Étude d'impact accompagnant la proposition de refonte de la directive sur la promotion des énergies renouvelables*, troisième partie, page 45.
15. SWD(2016)-405, Commission Européenne, *Étude d'impact accompagnant la proposition de révision de la directive sur l'efficacité énergétique*, p. 109 et suivantes : Section 6 – « Comparison of the policy options », p. 91.

16. SWD(2016)-418, Commission Européenne, *Étude d'impact accompagnant la proposition de refonte de la directive sur la promotion des énergies renouvelables*, troisième partie, p. 275.

17. Agora Énergiewende, *Heat transition 2030*, Étude réalisée par l'institut Fraunhofer, février 2017.

Ecofys, *Total cost of heat in residential sector*, 5 juillet 2016.

18. SWD(2016)-418, Commission Européenne, *Étude d'impact accompagnant la proposition de refonte de la directive sur la promotion des énergies renouvelables*, troisième partie, p. 275.

19. USDA, GAIN Report, *EU Biofuels Annual 2016*, 29 juin 2016, p. 32, et William Strauss, *Global Wood Pellet Markets: Forecasts for Demand*, 25 juillet 2016, p. 7.

20. Commission européenne, *Optimal use of biogas from waste streams*, décembre 2016, et PRIMES, *Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios*, By E3MLab & IIASA, décembre 2016, p. 70-71.

21. SWD(2016)-418, Commission Européenne, *Étude d'impact accompagnant la proposition de refonte de la directive sur la promotion des énergies renouvelables*, troisième partie, p. 275.

22. Article 16 de la directive 2009/28/UE relative aux énergies renouvelables.

23. COM (2016)-861, *Proposition de règlement sur le marché intérieur de l'électricité*, article 11.

Les plafonds sont divisés par deux (ils deviennent respectivement 250 et 125 kW) lorsque le cumul des capacités éligibles effectivement appelées dépasse 15 % de la capacité totale installée dans le pays.

24. Sources :

- PRIMES, *Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios*, By E3MLab & IIASA, décembre 2016, p. 70-71.
- Prix de l'électricité pour les ménages en 2015 : Eurostat, série nrg_pc_204
- Coût moyen du soutien aux renouvelables en 2015 : CEER, *Status Review of Renewable Support Schemes in Europe*, 11 avril 2017, page 19.

25. PRIMES, *Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios*, By E3MLab & IIASA, décembre 2016, p. 70 et 71.

26. PRIMES, *Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios*, By E3MLab & IIASA, décembre 2016, p. 74 à 127.

27. Directive 2010/75/UE du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (dite directive IED) et Directive 2016/2284/UE du 14 décembre 2016 concernant la réduction des émissions nationales de certains polluants atmosphériques (dite directive NEC révisée).

28. COM (2016)-861, *Proposition de règlement sur le marché intérieur de l'électricité*, article 23.

29. SWD(2016)-418, Commission Européenne, *Étude d'impact accompagnant la proposition de refonte de la directive sur la promotion des énergies renouvelables*, troisième partie, p. 275.

30. Association of Issuing Bodies, *Connecting – Annual Report 2015*, page 9.

31. SWD(2016)-418, Commission Européenne, *Étude d'impact accompagnant la proposition de refonte de la directive sur la promotion des énergies renouvelables*, troisième partie, p. 149.
32. Commission Européenne, *Best Practices on Renewable Energy Self-Consumption*, COM (2015)-141, p. 4.
33. COM (2016)-861, idem note 23, article 16, paragraphe 9.
34. COM (2016)-767, Proposition de directive relative à la promotion des énergies renouvelables, article 17, paragraphe 1.
35. SWD(2016)-418, Commission Européenne, *Étude d'impact accompagnant la proposition de refonte de la directive sur la promotion des énergies renouvelables*, troisième partie, p. 144.
36. Australian Energy Market Operator, *Black System South Australia 28 September 2016*, published March 2017.
37. COM (2016)-861, *Proposition de règlement sur le marché intérieur de l'électricité*, article 11.
38. Annexe XI, paragraphe 2, de la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique.
39. COM (2017)-57, Commission Européenne, *Rapport sur les progrès accomplis dans le secteur des énergies renouvelables*, p. 9.
40. Alinéas 112, 113 et 114 des lignes directrices du 28 juin 2014, idem note 2.
41. SWD(2016)-418, Commission Européenne, *Étude d'impact accompagnant la proposition de refonte de la directive sur la promotion des énergies renouvelables*, troisième partie, p. 70 et 71.
42. Directive 2009/28/UE sur la promotion des énergies renouvelables, nouvel article 3 tel que modifié par la directive 2015/1513/UE.
43. SWD(2016)-418, Commission Européenne, *Étude d'impact accompagnant la proposition de refonte de la directive sur la promotion des énergies renouvelables*, troisième partie, p. 224.
44. Bloomberg New Energy Finance, *Distributed Solar and Storage Roadmap - Innovation for Cool Earth Forum*, December 2015, p. 12.
45. COM (2017)-57, Commission Européenne, *Rapport sur les progrès accomplis dans le secteur des énergies renouvelables*, p. 16 et 17.
46. USDA, GAIN Report, *EU Biofuels Annual 2016*, 29 juin 2016, p. 32, et William Strauss, *Global Wood Pellet Markets: Forecasts for Demand*, 25 juillet 2016, p. 22.
47. PRIMES, *Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios*, By E3MLab & IIASA, décembre 2016, p. 70 et 71.

