

2 Le photovoltaïque en Europe, une histoire mouvementée	5 Des défis entravent le développement du photovoltaïque à court terme	8 A moyen terme, des perspectives plus radieuses	13 Conclusion
---	--	--	-------------------------

PANORAMA

Octobre 2015

Eclaircies sur le photovoltaïque européen ?

LES PUBLICATIONS ÉCONOMIQUES DE COFACE

Par les économistes du Groupe Coface



Le photovoltaïque (PV) européen s'est développé rapidement à partir de 2010, grâce à des subventions nationales et européennes qui ont favorisé son installation dans le paysage énergétique. Mais l'augmentation des capacités de production a rapidement fait baisser les prix, dans un contexte de concurrence chinoise exacerbée et de conjoncture européenne dégradée. La fin des subventions à partir de 2011 a aussi contribué à générer des pertes financières pour les entreprises du secteur. L'emploi lié au développement du solaire s'est alors fortement contracté.

Aujourd'hui, l'activité européenne dans ce domaine retrouve à peine son niveau de 2008, tandis que les capacités de génération d'électricité ont pendant ce temps-là augmenté. La rentabilité des acteurs traditionnels du secteur reste donc pénalisée. Alors que l'Europe était en avance dans cette course vers une économie verte, tant par ses engagements que par les équipements existants, le reste du globe rattrape donc aujourd'hui rapidement son retard.

Mais le coup de frein au développement du PV européen semble passer. Si la transition vers une génération d'électricité plus respectueuse de l'environ-

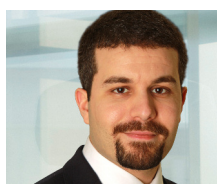
nement ne peut se faire du jour au lendemain car elle nécessite des investissements importants, la COP21 (le sommet sur le climat organisé en décembre 2015 à Paris) est une bonne occasion pour accélérer ce processus. La diversification du cocktail énergétique, et donc les énergies renouvelables, y occupera en effet une place de choix. A plus long terme, le développement mondial du PV et des technologies de stockage rendra rapidement rentable cette énergie et ce, même en l'absence de subvention. L'indépendance énergétique d'ici cinq ans en Europe n'est donc pas inaccessible.

ETUDE

Octobre 2015

ECLAIRCIS SUR LE PHOTOVOLTAÏQUE EUROPÉEN ?

PAROLES D'ÉCONOMISTES



Khalid AIT YAHIA
Économiste



Pierre BOSSUET
Économiste junior



Paul CHOLLET
Responsable des études sectorielles et défaillances

1 LE PHOTOVOLTAÏQUE EN EUROPE, UNE HISTOIRE MOUVEMENTÉE

Une technologie phare parmi les énergies renouvelables

Les panneaux solaires PV (aussi appelés modules PV) produisent directement de l'électricité à partir de l'énergie solaire. Les cellules PV composant chaque panneau génèrent des charges électriques qui produisent un courant continu (DC) pouvant être transformé en courant alternatif (AC) par un onduleur afin d'être intégré au réseau.

Les panneaux PV sont facilement modulables et demandent peu d'entretien en comparaison des autres technologies traditionnelles (nucléaire, charbon, gaz etc.). De plus, l'énergie ainsi produite est renouvelable et propre, les émissions directes des panneaux solaires étant

nulles et les émissions indirectes a priori faibles ⁽¹⁾. Mais l'énergie créée par les installations PV varie au cours de la journée, en fonction de l'évolution de l'ensoleillement. Les installations PV doivent donc quasi-obligatoirement être intégrées au réseau de manière à pouvoir compenser les baisses de production et ainsi assurer l'équilibre.

On peut distinguer trois générations de technologies PV :

- **Les cellules en silicium cristallin**
Cette technologie est de loin la plus utilisée (plus de 93 % de la demande de modules fin 2014). Les cellules en silicium cristallin offrent un rendement élevé (de 15 à 19 % pour les polycrys-

tallines (pc-Si) et de 20 à 24 % pour les monocristallines (mc-Si) ⁽²⁾ et sont fabriquées à partir du silicium, l'un des matériaux les plus abondants sur terre.

- **Les cellules en couches minces**
Ces cellules ont un coût de fabrication moindre, mais un faible rendement (entre 5 et 11 % en fonction des matériaux utilisés). Cette technologie, moins mature, ne représente en 2014 que 6 % des exportations de modules.
- **Les cellules de « troisième génération »**
Elles regroupent une variété de technologies encore peu matures et représentent en 2014 moins de 1 % des exportations de modules.

(1) L'ADEME estime qu'une installation PV émet sur l'ensemble de sa durée de vie de 20 à 80 g de CO₂ par kWh en moyenne contre 86 g de CO₂ par kWh en moyenne pour la France et 565 g de CO₂ par kWh au niveau mondial.

(2) Renewable energy technologies : cost analysis series, IRENA, June 2012.

L'essor du secteur PV en Europe

Le secteur PV a connu un grand essor en Europe de l'Ouest durant la fin des années 2000. La production d'électricité d'origine PV est ainsi passée de 0,7 à 62,4 milliards de kWh entre 2004 et 2012 dans les pays étudiés (Allemagne, Espagne, France, Italie et Royaume-Uni), faisant du continent européen le leader mondial du PV qui a réalisé 75 % de la production mondiale en 2012. Cette croissance importante a principalement été tirée par l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne, dont les installations représentaient 80 % du parc européen en 2012. La part du PV dans la production d'électricité totale de ces pays a atteint 2,9% en 2013. Cependant l'électricité d'origine PV ne représente que 5,3% de la consommation totale d'électricité (contre 14,6% pour l'énergie hydraulique et 12,8% pour l'énergie éolienne, la majorité de l'électricité d'origine renouvelable provenant de la biomasse et des déchets renouvelables).

La forte croissance du parc PV en Europe s'explique par des politiques publiques favorables au développement de l'énergie solaire. Le décollage du PV a ainsi été favorisé par la mise en place de systèmes d'obligations d'achat. Dans plusieurs pays d'Europe, dont la France, les gestionnaires des réseaux ont eu obligation d'acheter à des tarifs préférentiels les productions d'électricité d'origine solaire.

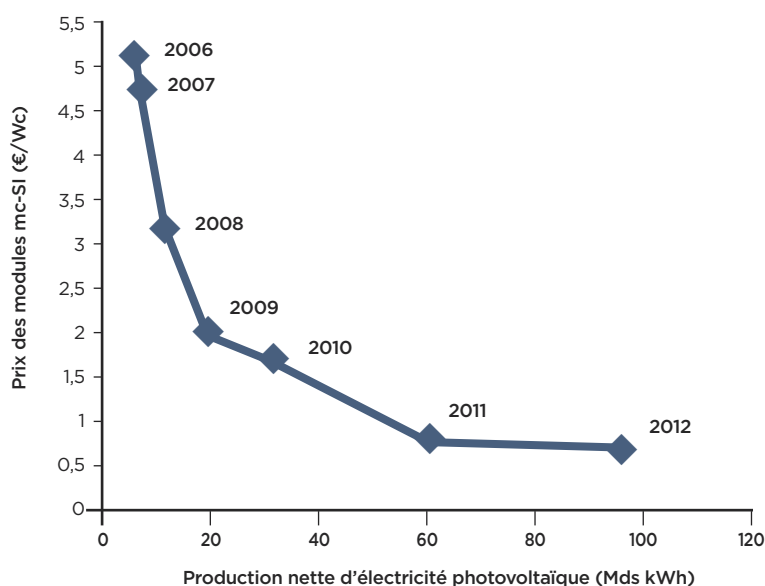
Le développement du parc PV européen s'explique également par la baisse continue des prix. Les prix des modules mc-Si ont en effet diminué d'environ 80% entre 2006 et 2012 en lien avec l'augmentation très importante des capacités de production (cf. graphique 1).

Cependant, la diminution des prix des modules ne s'explique pas uniquement par des économies d'échelles ou un processus d'apprentissage. En effet, l'arrivée sur le marché de la concurrence chinoise à partir de 2005 a entraîné une augmentation très importante de la production de modules PV. Le secteur a alors été marqué par une véritable guerre des prix entre les producteurs occidentaux et chinois. Ces derniers, accusés de pratiquer du *dumping* à grand renfort de subventions gouvernementales, ont inondé le marché européen, au détriment des acteurs locaux.

Malgré la concurrence chinoise et les réclamations de certains acteurs de la filière, aucune mesure tangible n'a été adoptée par l'Union européenne. Et cela, alors même que les Etats-Unis, eux, ont mis en place en 2012 une taxe sur les importations de modules chinois. La dépendance des pays européens à l'égard des fabricants chinois s'est donc accrue. L'Union européenne a ainsi affiché un déficit commercial considérable en termes de cellules et de modules PV entre 2006 et 2011.

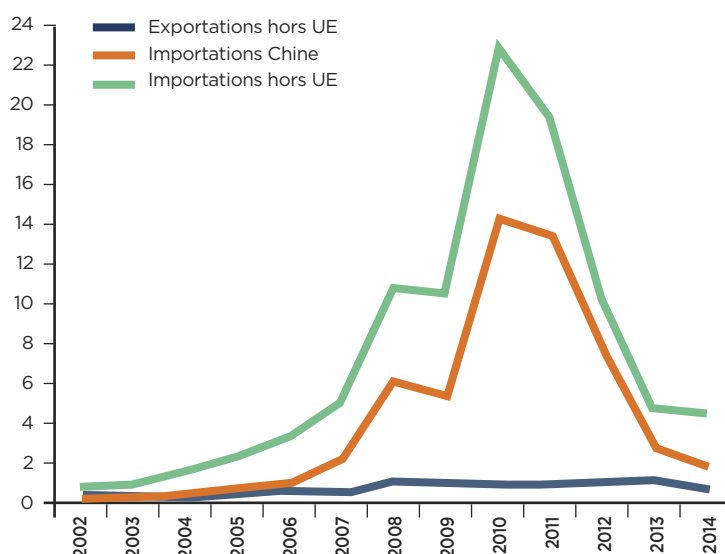
Durant cette période, les importations de composants PV, principalement en provenance de Chine (75 % du total en moyenne) ont explosé tandis que les exportations sont restées faibles (cf. graphique 2).

Graphique n° 1
Courbe d'apprentissage du secteur PV



Sources : EIA, ADEME

Graphique n° 2
Évolution du commerce extérieur européen de composants PV (milliards d'euros)



Source : Eurostat

Malgré les difficultés des producteurs européens de panneaux, le développement du secteur PV a tout de même créé des emplois. Par exemple, en France, où l'expansion du secteur s'est avérée moindre (quatre milliards de KWh en 2012), l'ADEME⁽³⁾ estime que le secteur PV représentait à son pic d'activité, en 2010, près de 31 500 emplois. L'essentiel de ces emplois concernait cependant les installations de modules, et non leur fabrication (cf. graphique 3).

En France, le nombre de personnes employées dans le secteur a baissé de 67% entre 2010 et 2013 (cf. graphique 3). Le déclin du solaire en Europe semble avoir été aussi soudain que son décollage et, à bien des égards, le développement du secteur ressemblait à une bulle spéculative.

En effet, ce sont d'abord les subventions tarifaires qui ont permis l'envolée du secteur en Europe (cf. graphique 4). En assurant des taux de rentabilité exceptionnels, les mesures de soutien au développement du PV ont alimenté l'expansion du secteur.

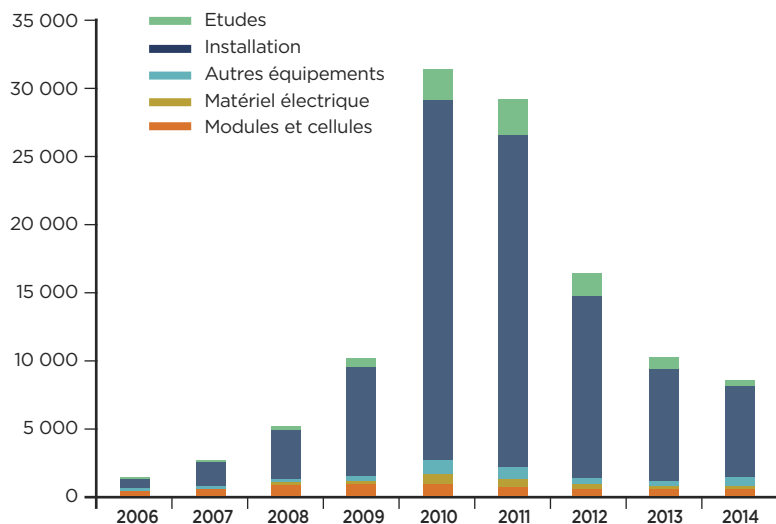
La multiplication de projets spéculatifs, dans un contexte de baisse des prix des modules, a cependant conduit les autorités européennes à diminuer ces mesures de soutien, provoquant l'explosion de la bulle. Les entreprises européennes, déjà durement affectées par les crises successives, ont donc vu leurs résultats chuter.

Les défaillances dans le secteur PV en Europe ont alors fortement augmenté. En 2012, de nombreux fabricants européens, incapables de rivaliser avec la concurrence chinoise, se sont déclarés en faillite, comme des entreprises allemandes (Solon SE, rachetée par Microsol) et Q Cells (rachetée par le Coréen Hanwha) ou encore des entreprises françaises (Auversun, Solarezo ou Teneos, dont les parts furent cédées à l'américain Sun Power). D'autres entreprises, à l'image de Schott ou du groupe Bosch, ont cessé toute activité dans le PV. Le graphique 5 nous renseigne ici sur l'évolution des défaillances en France, avec un pic important entre 2011 et 2012.

La baisse des subventions a également affecté les acteurs chinois, qui se sont retrouvés en situation de surcapacité. Les importations de composants PV se sont ainsi effondrées entre 2012 et 2014 (cf. graphique 2, page 3).

Graphique n° 3

Évolution de l'emploi dans le secteur PV en France



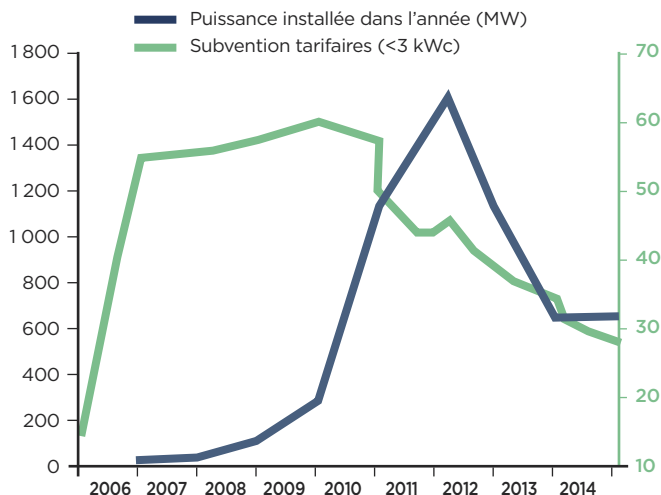
Sources : ADEME, In Numeri

La fin des subventions a marqué celle de la bulle solaire

L'essor du secteur PV a connu un arrêt brutal au tournant de la dernière décennie. Les installations de panneaux PV ont ainsi chuté, pour atteindre environ 10 GWc en 2013 (contre 22 GWc en 2011).

Graphique n° 4

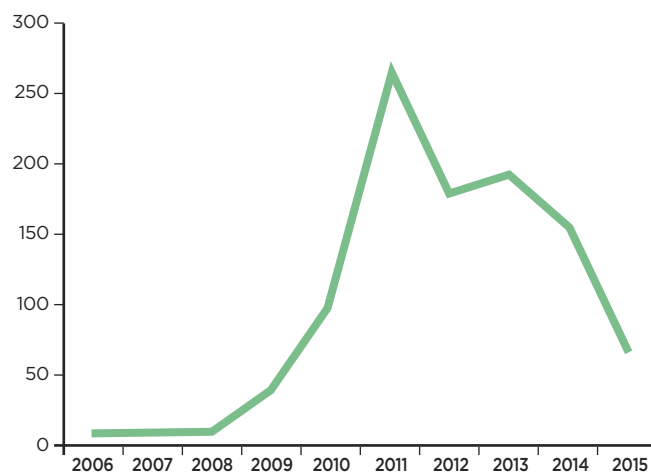
Subventions tarifaires et puissance installée en France



Sources : ADEME, MEDDE

Graphique n°5

Évolution des défaillances d'entreprises dans le secteur PV en France (indice 100=2010)



Sources : INSEE, Coface

(3) Marchés et emplois liés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables, ADEME, novembre 2014.

Forte domination des entreprises chinoises sur le marché du PV

Aujourd'hui, le marché du PV est largement dominé par les fabricants chinois, avec aux premiers rangs les entreprises Trina Solar, Yingli Green Energy, Jink Solar et JA Solar. La part de marché des entreprises européennes s'est considérablement réduite, tandis que les entreprises

japonaises (Kyocera) et taiwanaise (Gintech, NeoSolar et Motech Industries) ont maintenu leurs présences sur le marché. De plus, le secteur PV apparaît concentré : 13 entreprises représentent ainsi environ 60% des exportations de module en 2014. L'Europe, longtemps en avance dans le développement du PV, est aujourd'hui dépassée par l'Asie, qui concentre, en 2014, près de 60% des installations.

2

DES DÉFIS ENTRAVENT LE DÉVELOPPEMENT DU PHOTOVOLTAÏQUE À COURT TERME

Le PV est une technologie de choix dans le mix énergétique européen, et sa position n'est pas *a priori* compromise à moyen terme. Néanmoins, les énergies renouvelables en général, et le PV en particulier, font face à des défis de grande ampleur qui freineront leurs progressions à court terme. En premier lieu, la question des surcapacités d'électricité produite semble préoccupante. Comment intégrer le PV dans un secteur fragilisé ?

La difficile question des surcapacités en Europe

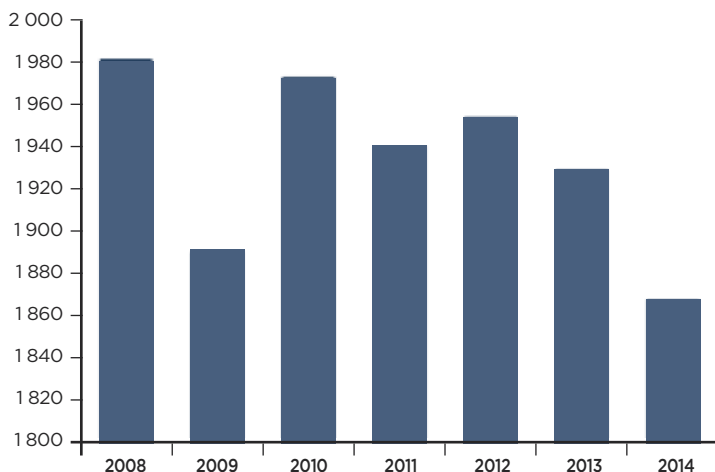
La consommation européenne d'électricité recule depuis le pic de 2008 (cf. graphique 6). Les cinq pays étudiés n'échappent pas à cette règle. Les difficultés économiques expliquent dans une large mesure ce phénomène. La chute brutale de la consommation d'électricité observée en 2009 est due à une moindre activité industrielle. L'indice de

la production industrielle a alors reculé de plus de 25% en Europe. Ainsi, à l'exception de l'Allemagne, tous les pays étudiés ont vu une chute de la part de l'industrie dans le PIB entre 2008 et 2014, d'après la Banque mondiale : -5,9 points en Espagne, -2,3 points en France, -2,7 en Italie et 2,3 au Royaume-Uni.

Parallèlement, les capacités de production d'électricité n'ont cessé de croître. Ainsi, d'après l'EWEA⁽⁴⁾, la fédération professionnelle des industriels européens de l'éolien, entre 2000 et 2014, la capacité nette (comptant les ouvertures et les fermetures de centrales) a crû de 350 GW, soit 63% de capacités additionnelles (cf. graphique 7). Cette hausse fut tirée par l'essor des renouvelables, le PV arrivant derrière l'éolien et le gaz. Le faible recul des énergies fossiles est lié aux années 2003-2008 qui furent une période de croissance de la consommation conduisant à des investissements dans des centrales traditionnelles.

Graphique n° 6

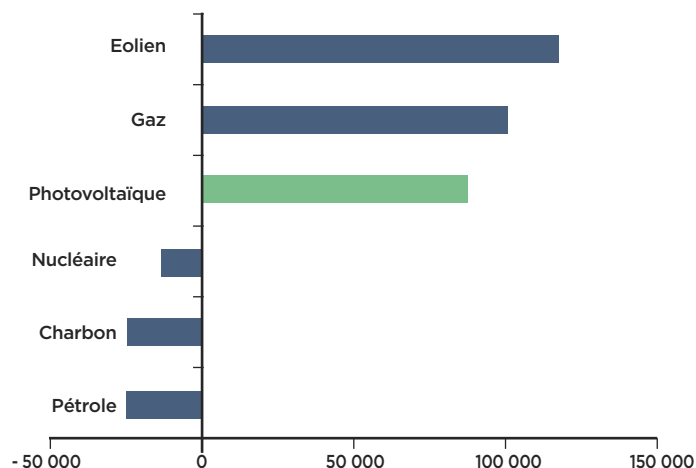
Consommation d'électricité entre 2008 et 2014 en Europe, en TW/h



Sources : ENTSOE, Coface

Graphique n°7

Capacités nettes des installations d'électricité entre 2000 et 2014, en GW



Source : EWEA

(4) Wind in power 2014, 2014, European statistics, EWEA, February 2015.

Cette situation de surcapacités a exercé une pression à la baisse sur les prix de gros d'électricité. En effet, le prix de référence Platts PEP est actuellement proche de 45 MW/h, alors qu'il dépassait 50 MW/h entre 2010 et 2012. Les producteurs d'électricité ont vu leur prix de vente baisser, alors même qu'ils devaient supporter des coûts fixes élevés. Il en est de même pour le coût marginal⁽⁵⁾ des centrales fossiles, qui est plus important que celui des renouvelables, ce dernier étant nul ou très faible. Ainsi, selon l'ordre de préséance économique (merit order), les producteurs d'électricité provenant des ENR (énergies renouvelables) accèdent en priorité au réseau pour vendre leur production. Ils font ainsi supporter aux producteurs plus conventionnels la charge de les suppléer lors des périodes d'intermittence, occasionnant de ce fait des coûts additionnels plus élevés. Ce soutien, ou backup, est opéré via l'utilisation de centrales fonctionnant au gaz, donc plus flexibles dans leur mise en route. En outre, selon Fabien Roques, citant IHS CERA dans une note de France Stratégie⁽⁶⁾, la rentabilité des capitaux investis (ROCE) des dix premiers énergéticiens européens a atteint 7% en 2012, contre 12,3% en 2007.

A première vue, cela désavantage les producteurs conventionnels d'électricité, et devrait donc profiter aux acteurs de la filière PV. Néanmoins, cela fait peser des contraintes importantes sur la stabilité du système électrique européen, car les autres sources d'électricité ne sont pas seulement des concurrents, mais sont complémentaires dans le système, et donc nécessaires pour l'approvisionnement. En effet, l'intermittence, phénomène inhérent (jusqu'à présent) aux ENR, nécessite des centrales électriques, fonctionnant au gaz, en *back-up*. Elles sont plus flexibles que les autres moyens de génération, leur coût étant plus faible lors de l'arrêt que celles fonctionnant avec d'autres combustibles.

Ces incertitudes poussent les dirigeants des pays étudiés à limiter le développement du PV, et des ENR en général. En effet, selon le baromètre EurObserv'er 2014, l'Allemagne, la France et le Royaume-Uni n'ont augmenté leurs capacités que de 5 322 MWc en 2014 (soit +12%), ménageant ainsi le parc déjà installé afin de d'amortir les coûts liés aux investissements passés.

Une surcapacité provoquée aussi par la transition énergétique

Les surcapacités ne proviennent pas uniquement de la crise économique, mais aussi d'une politique européenne de mesures d'économie énergétique. Cette politique, impulsée par la Commission européenne, cherche en effet à limiter les émissions de CO₂, et ainsi d'en réduire l'impact sur l'environnement. D'ici 2020, les Etats membres devront diminuer leur consommation énergétique de 20% par rapport à la demande prédite pour cette année. Cela équivaut à la fermeture (« décommissionnement ») de près de 400 centrales.

En effet, une politique en faveur d'économies d'énergie touche plusieurs aspects, notamment les logements et bureaux, l'électroménager, la gestion en temps réel de la consommation électrique pour les usagers, l'efficacité énergétique dans les processus industriels avec une intensité énergétique en baisse de 19% entre 2001 et 2011. Toujours selon la Commission européenne, l'objectif de 2020 devrait être atteint, grâce au rythme de progression de la mise en place des mesures.

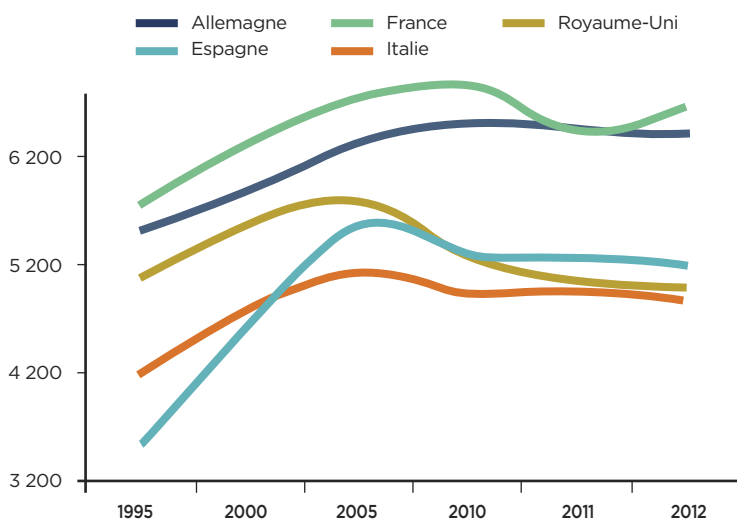
Ainsi, la consommation électrique par tête dans les cinq pays que nous suivons (cf. graphique 8) a stagné, voire chuté entre 1995 et 2012, d'après les données d'Eurostat. Seule la France a fait exception en 2012, mais la tendance devrait s'inverser dans les années à venir, ces mesures ayant été ratifiées au niveau européen.

Les énergéticiens européens « traditionnels » ont donc des difficultés face à ces tentatives de « décarbonisation » de l'économie, qui consistent à privilégier les énergies renouvelables, et qui réduisent de ce fait leur rentabilité.

La « décarbonisation », comme les effets de la « grande récession », pousse le secteur aval dans une grande incertitude et fragilise les acteurs. Entreprendre une transformation radicale de la production d'électricité entraîne les acteurs de la filière (y compris les pouvoirs publics) à investir de manière soutenue et prolongée. Ainsi, Eurelectric estime que pour atteindre les objectifs de la Commission jusqu'en 2050, il faudrait dépenser près de 1 995 milliards d'euros dans la génération d'électricité (en euros constants, 2014), et 1 710 milliards d'euros dans la transmission/distribution (dans les réseaux).

Graphique n° 8

Consommation finale d'électricité par tête, en kWh



Source : Eurostat

(5) Coût pour produire une unité d'électricité supplémentaire.

(6) La crise du système électrique européen: diagnostic et solution, Commissariat général à la stratégie et à la prospective, janvier 2014.

Or, la surface financière des énergéticiens ne leur permet pas de faire face à de tels financements. Les prix de gros de l'électricité sont trop bas pour les y inciter, et la faible rentabilité de leurs opérations européennes enfonce le clou. D'ailleurs, plusieurs de ces acteurs se lancent dans le développement hors Europe, ainsi que dans les services énergétiques, afin de capter de la croissance perdue sur leurs activités traditionnelles. L'investissement n'y est plus attractif. L'un des risques majeurs mis en avant est la pénurie d'électricité dans les années à venir. Les effets sur des pans entiers de l'économie seront non négligeables. Les industriels ouest-européens paient leur électricité moins chère, afin de pouvoir rester compétitif, mais aussi pour les empêcher de délocaliser leur production.

En outre, comment compter sur les finances publiques, alors que pour certains Etats, le ratio dette publique/PIB approche (voire dépasse) dangereusement le seuil de 100% (exceptée l'Allemagne) ? Les marges de manœuvre semblent réduites. Le PV est une technologie insufflée par le désir des décideurs publics de limiter les dégâts sur l'environnement, et de promouvoir un mix énergétique plus équilibré. Il a seulement pu se développer de manière spectaculaire durant la période au cours de laquelle la question des déficits et dettes publics n'était pas aussi prégnante qu'aujourd'hui.

Par ricochet, la rentabilité des acteurs de la filière PV s'en trouvera affectée. Les décideurs publics ont déjà entamé ce processus de freinage du développement du PV. Nos cinq pays n'ont installé en 2014 que 5 700 MWh, contre 19 800 MWh en 2011, selon EurObserv'er (cf. graphique 9) soit une chute de 71%. La maîtrise de l'intégration des renouvelables et du PV semble être clairement problématique pour les décideurs publics, imposant donc à ces derniers de limiter leur

développement afin d'en réduire l'impact sur les producteurs « traditionnels » d'électricité. Une autre raison est la hausse du prix au détail de l'électricité, car contrairement au prix de gros, il intègre les taxes et les subventions accordées à la génération, et a eu tendance à croître ces dernières années (cf. partie 3, page 8).

L'intégration électrique européenne : une nécessité pour le PV

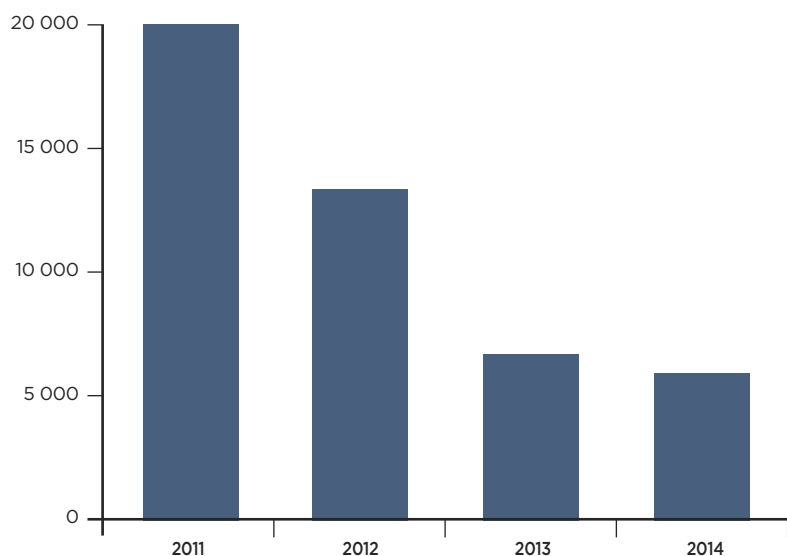
Le développement des interconnexions (échange d'électricité à des fins de consommation) entre pays européens est une condition *sine qua non* pour développer des énergies renouvelables, et donc du PV. En effet, un pays en surplus de production électrique peut exporter une partie de ce surplus vers des pays voisins qui souffrent d'un déséquilibre offre/demande. Ainsi, l'Espagne pourrait vendre une partie de son électricité à la France, grâce à la nouvelle ligne d'interconnexion entre le Roussillon et la Catalogne (même si, dans ce cas, l'éolien est le principal mode de production concerné). D'autres interconnexions vont être mises en place ou devraient « sortir de terre » d'ici quelques années, comme la ligne Savoie-Piémont entre la France et l'Italie (2019), ou celle Cotentin-Cornouailles entre la France et le Royaume-Uni (2023).

Ce phénomène doit réduire l'autarcie électrique des pays européens, et ainsi permettre le développement d'un mode de production plus varié. L'intégration électrique européenne doit pouvoir assurer une réponse à l'intermittence de la production du PV, en mettant en place une sorte d'ajustement « continu » de l'offre et demande au niveau européen. Par exemple l'électricité consommée par le Danemark est à moitié fournie par ses voisins scandinaves, en particulier par l'éolien.

Le développement d'interconnexions en Europe occidentale a un coût élevé que le gestionnaire français du réseau électrique (RTE) estime à près de 150 milliards d'euros. Un montant dont le financement sera a priori délicat même si l'ensemble de ces projets permettrait de réaliser des économies évaluées entre 450 et 750 milliards d'euros. Avec de tels investissements, l'Europe pourrait atteindre ses objectifs en termes d'indépendance énergétique (vis-à-vis des énergies fossiles), développer un mode durable de production d'électricité, et maintenir la compétitivité-prix. Le montant total des investissements prévus dans ce domaine par la Commission européenne est de 200 milliards d'euros environ jusqu'en 2020. Ces infrastructures doivent être financées grâce aux fonds CEF (*Connecting Europe Facility*), qui sont dédiés à l'interopérabilité des infrastructures numériques, aux fonds ESIF (*European Structural & Investment Funds*) pour l'action locale, particulièrement dans le soutien à la création d'emploi, et aux fonds EFSI (*European Fund for Strategic Investment*) pour le développement.

Graphique n° 9

Capacités PV installées dans les cinq pays d'Europe de l'Ouest, en MWh



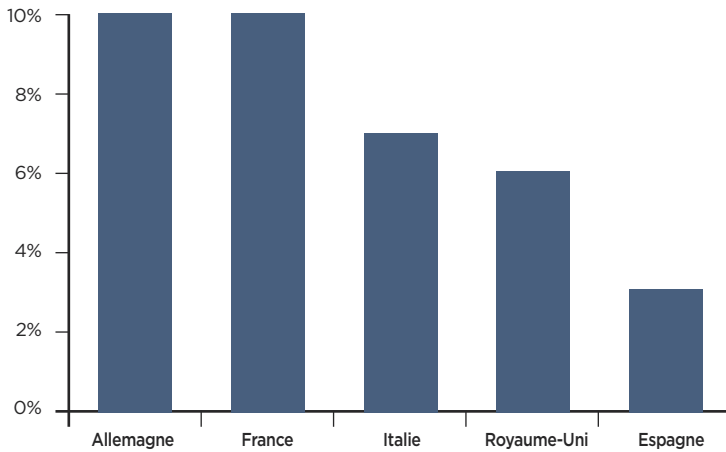
Source : EurObserv'er

Toutefois, en 2002, l'objectif de l'Union européenne était que ses Etats membres atteignent au moins 10% d'interconnexions (en termes de consommation annuelle). A fin 2014, les données publiées par l'ENTSOE (groupement des compagnies de

transport d'électricité) montraient que seules l'Allemagne et la France, sur les cinq pays que nous étudions, avaient atteint cet objectif (cf. graphique 10). De ce fait, l'Espagne devra fortement investir dans les années à venir, malgré les réticences des populations qui ne veulent pas voir passer des lignes de transport d'électricité à proximité de leurs lieux de résidence. Ainsi, si les infrastructures sont développées, l'électricité provenant de fermes PV espagnoles pourraient être vendue à des clients français. Or, à court terme, ce retard freine l'établissement d'un marché intégré de l'électricité, et ceci dans toute l'Europe occidentale. Il freine aussi le développement du secteur du PV, car l'interconnexion, couplée à l'implémentation de *smart grids* (7), permet de limiter l'impact de la variabilité de l'intermittence sur le réseau, et ainsi son coût sur les modes de générations « traditionnels ». La question des surcapacités demeure toutefois en suspens, car l'interconnexion permet de lisser les prix entre pays producteurs. En théorie, elle devrait amener à plus d'efficacité dans le système de génération électrique, mais la présence de surcapacités généralisées comme les aspects positifs de l'intégration européenne en matière d'électricité, cette dernière ne permettant pas de les résorber.

Graphique n° 10

Pourcentage d'interconnexion



Source : ENTSOE

3

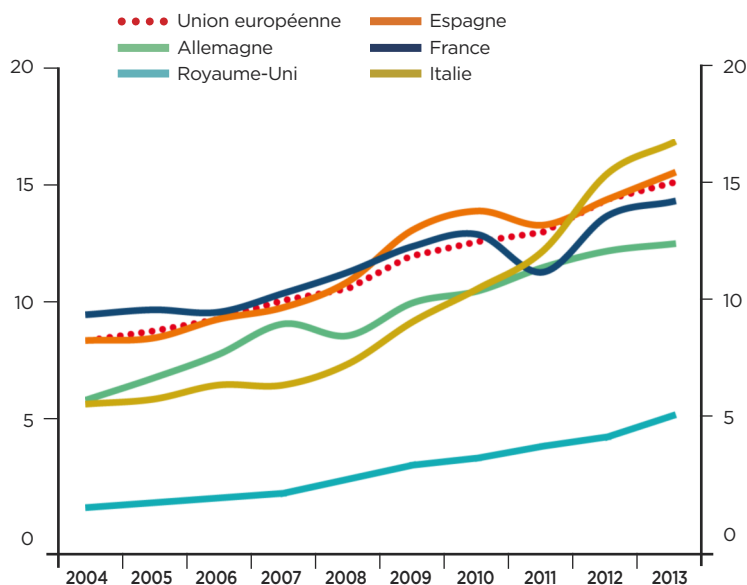
A MOYEN TERME, DES PERSPECTIVES PLUS RADIEUSES

Le PV, malgré les freins actuels, dispose de fenêtres de développement à moyen terme. Tout d'abord, la transition vers une politique mondiale des énergies vertes est engagée depuis près d'une décennie et l'organisation de la COP21 à Paris devrait accélérer cette tendance. Les représentants français veulent

trouver un moyen de financer le « fond vert » créé en 2009 à Copenhague pour aider les pays émergents à effectuer leur transition énergétique. La Banque mondiale prêche pour un nouvel objectif : un monde sans carbone à la fin de ce siècle (8). Ensuite, le coût de la production d'électricité par des canaux traditionnels tend à augmenter, alors que la facture de l'installation et de la mise en service des panneaux solaires suit une trajectoire inverse. En conséquence, de nombreux foyers européens cherchent l'autoconsommation. Enfin, les avancées technologiques, comme le stockage des énergies emmagasinées, laissent entrevoir plus de flexibilité dans l'utilisation des énergies solaires.

Graphique n° 11

Évolution de la part du renouvelable dans la consommation finale d'énergie



Source : Eurostat

Les décideurs face à l'enjeu d'une transition énergétique rapide

Durant les décennies à venir, les énergies renouvelables continueront d'occuper une place croissante dans l'énergie mix européen. Entre 2004 et 2013, la part d'électricité renouvelable consommée a quasiment doublé au sein de l'Union européenne (cf. graphique 11). Elle était de 15% en 2013 contre 8,3 en 2004. En outre, la part du PV dans le mix des énergies renouvelables tend également à croître. La puissance d'électricité installée issue de l'énergie solaire PV a été multipliée par dix entre 2008 et 2013 selon Eurostat, passant de 7,3 à 71,2 MW.

(7) Aussi appelés « réseaux intelligents », ils permettent l'adéquation entre offre et demande, grâce à l'utilisation informatisée de données massives.

(8) Decarbonizing development : planning ahead for a future with zero emissions, May2015, World Bank.

La Cop21 : une prise de conscience de l'ensemble des économies avancées...

Depuis plusieurs années, de nombreuses personnalités se sont emparées du sujet de la transition énergétique. En 2007, la prise de position de l'ancien vice-président des Etats-Unis, Al Gore, lui a valu avec le GIEC (9), de recevoir le prix Nobel de la paix pour « ses efforts pour mettre en place et diffuser une meilleure compréhension du changement climatique causé par l'homme, et de jeter les bases des mesures nécessaires pour contrecarrer un tel changement ». Cette cause environnementale est au cœur du débat public. Le président Obama déclarait en septembre 2015 à propos du réchauffement climatique qui touche l'Alaska : « Ce n'est pas un problème lointain, cela se produit ici, cela se produit maintenant ». Les Etats-Unis semblent désormais se tourner vers une transition énergétique nécessaire et se sont engagés à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre de 28 à 26% par rapport au niveau émis en 2005. L'élection possible d'un président républicain en novembre 2016 ne remettrait pas en cause cette transition dans la mesure où, à l'exception de quelques Etats producteurs de charbons, l'opinion publique américaine adhère à ce changement.

La COP21 pourrait déboucher sur des objectifs de consommation et de production d'énergie renouvelable. S'il n'est pas toujours évident qu'ils soient tous atteints, les cibles permettent de définir des trajectoires. L'Europe, le troisième émetteur de gaz à effets de serre au monde, est en avance en termes de réduction de ses émissions (cf. graphique 12). En octobre 2014, les pays membres de l'Union européenne ont adopté plusieurs objectifs à l'horizon 2030 :

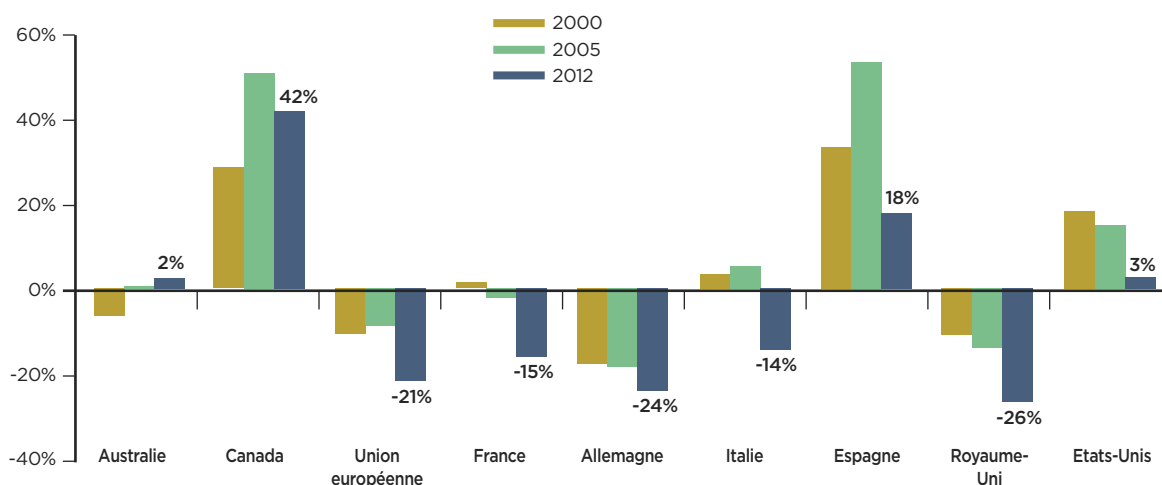
- Produire au moins 27% d'énergies renouvelables au niveau européen dans la consommation, soit une augmentation de 12 points de pourcentage par rapport à 2013 ;
- Réduire d'au moins 40% les émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990 (l'Europe contribue pour 9% des émissions mondiales) ;
- Augmenter de 15% l'interconnexion des réseaux énergétiques européens, afin de limiter la dépendance des pays périphériques aux sources d'énergie externes à l'Union, notamment celle au gaz russe.

... et une aide au financement des économies émergentes

Le grand enjeu de la COP21 est de fixer des objectifs universels de réduction des émissions de gaz à effet de serre, notamment pour les pays émergents comme la Chine et l'Inde. A Copenhague en 2009, un tel accord n'a pu être trouvé, ces deux grandes puissances estimant que la majeure partie des efforts de réduction des émissions incombe aux pays avancés qui sont largement responsables du degré de pollution actuel, leur processus de développement économique ayant débuté bien avant celui des pays émergents. Pourtant, le premier ministre chinois, Li Keqiang, a prononcé en juin 2015 à Paris un discours fixant quelques objectifs environnementaux. La Chine, qui représente 25% des émissions mondiales de gaz à effets de serre, s'engage ainsi à baisser son intensité carbone (émission de CO₂ par unité de PIB) de 65 à 60% par rapport à 2005 et à porter la part des énergies non fossiles dans la consommation énergétique primaire à 20% et ce, avant 2030. Enfin, la Chine réduira ses émissions globales au plus tard en 2030. Cette déclaration fait échos à l'accord sur le climat signé entre la Chine et les Etats-Unis en novembre 2014.

Graphique n° 12

Évolution des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990



Source : Nations Unies

(9) Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.

Parmi les autres pays émergents, la Russie s'est également engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 25 à 30% d'ici 2030 par rapport à 1990. Le Brésil entend diminuer de 37% ses émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2025 et de 43% d'ici à 2030 par rapport à 2005. En outre, il souhaite aussi que les énergies renouvelables occupent 45% de son mix énergétique en 2030. La contribution de l'Inde était toujours attendue lors de l'écriture de cette étude. De nombreux pays émergents tels que la Colombie, le Mexique, le Kenya ou l'Algérie ont des objectifs de réductions de leurs émissions conditionnés à des aides financières et technologiques des pays avancés. En effet, lors de la conférence de Copenhague en 2009, les pays développés se sont engagés à verser 100 milliards de dollars par an d'ici 2020 afin de financer les projets écologiques des pays émergents. Ce financement proviendra d'acteurs publics et privés. La Banque mondiale a mis en avant en avril 2015 que les aides aux financements sont encore bien moindres que les chiffres espérés. En 2013, sur 331 milliards de dollars mobilisés pour le changement climatique seuls 34 milliards sont allés aux pays en développement. Les organisateurs ont fait de la mobilisation de 100 milliards l'un des objectifs essentiels de la COP21, car elle permettrait de faire adhérer les pays du sud à la problématique environnementale.

Evolution des coûts en faveur du PV

Les moyens les plus répandus pour produire de l'électricité dans le monde sont les centrales thermiques qui font appel à des énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon) donc très polluantes.

La rareté grandissante des matières premières issues de techniques d'extractions traditionnelles, et la mise en place de taxes carbonées⁽¹⁰⁾ dans de nombreuses économies conduisent à une augmentation des coûts de production d'électricité. En France, en 2016, la taxe carbone s'établira à 22 euros la tonne de CO₂ rejetée contre 14,5 euros en 2015. Par ailleurs, les députés se sont donné comme objectif d'une tonne à 56 euros en 2020 et à 100 euros en 2030. Le marché carbone n'en est encore qu'à ses débuts, une étude de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) mentionne que dans le monde, les marchés liés à l'énergie ont couvert 11% des émissions de gaz à effet de serre, pour un prix moyen de sept dollars par tonne de CO₂.

Par ailleurs, les extractions gazières et pétrolières sont de plus en plus difficiles. Tout d'abord, la réglementation a évolué suite à la catastrophe de Macondo, dans le Golfe du Mexique en 2010, engendrant des frais supplémentaires d'installation et de surveillance des équipements. Ensuite, Vallourec⁽¹¹⁾ mentionnait en mars 2015 la complexité croissante des projets offshore situés à des profondeurs de plus en plus grandes et de plus en plus éloignées des côtes. Les investissements liés aux forages en eaux profondes ne pourront être rentabilisés avec un cours du baril de Brent que Coface prévoit à 56\$ en 2016, ni même avec un cours à 90\$ que l'AIE anticipe pour 2020. Cette prévision demeure 22% inférieure au cours de juin 2014.

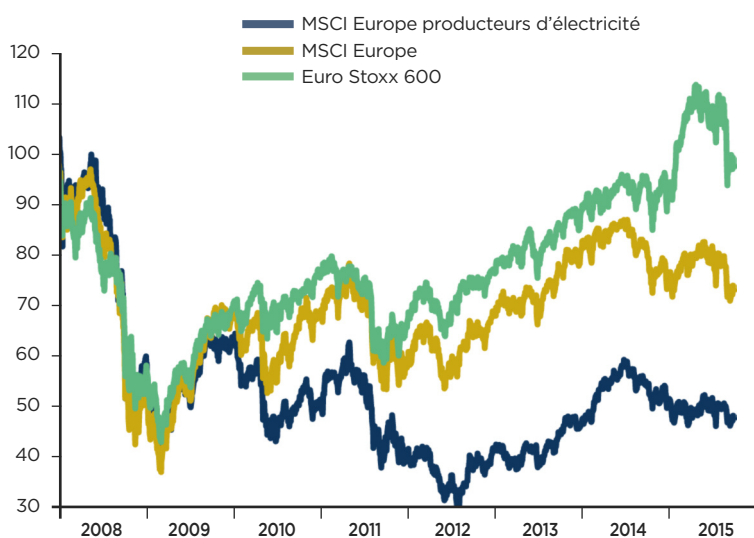
Tendance à l'augmentation du prix de détail de l'électricité européenne

Les grandes compagnies d'électricité européennes ont beaucoup souffert de la crise financière de 2008, provoquant une forte dégradation de leur capitalisation boursière. L'indice MSCI du cours des actions des sociétés cotées de ce secteur a perdu 79% de sa valeur entre janvier 2008 et septembre 2012. Si l'indice est mieux orienté depuis lors, il demeure très inférieur à son niveau d'avant crise, contrairement à l'ensemble de la capitalisation boursière européenne (cf. graphique 13) qui a atteint un point haut historique en mai 2015. L'écart est donc propre à la fragilisation de la santé du secteur européen de l'électricité.

Les prix de gros⁽¹²⁾ de l'électricité se sont effondrés en Europe car le secteur est en surcapacité structurelle. Malgré cette baisse, les prix au détail ont augmenté de 32% en Europe entre 2007 et 2014, à cause des coûts engendrés par la modernisation et l'entretien des centrales thermiques, ainsi que des subventions accordées aux secteurs des énergies renouvelables. Par ailleurs, au sein de l'Union européenne de fortes disparités existent

Graphique n° 13

Le secteur de l'électricité fragilisé



Sources : MSCI, Stoxx

(10) Définition de l'Insee : la taxe carbone est une taxe ajoutée au prix de vente de produits ou de services en fonction de la quantité de gaz à effet de serre, comme le gaz carbonique (CO₂, dioxyde de carbone), émis lors de leur utilisation.

(11) Vallourec, mars 2015, activité pétrole et gaz.

(12) Marché de gros : marché sur lequel les producteurs d'électricité concurrents vendent aux fournisseurs leur électricité produite.

entre les Etats (cf. graphique 14). Le Danemark et l'Allemagne offrent les prix les plus élevés en raison de taxes importantes, notamment en faveur des énergies renouvelables, alors que la Bulgarie est le pays aux coûts les plus attractifs. L'interconnexion des réseaux, liée à l'ouverture des marchés nationaux à la concurrence, devrait conduire à une harmonisation des prix de l'électricité hors taxe en Europe. Les distributeurs français, qui offrent une électricité parmi les moins chères d'Europe, verront leurs prix augmenter sensiblement. A l'inverse, les distributeurs allemands devraient profiter de l'interconnexion pour baisser leurs tarifs. Depuis la loi NOME de 2010⁽¹³⁾, les prix réglementés en France doivent converger avec les prix de marché. En juillet 2015, la hausse de 2,5% des prix de l'électricité a été votée et mise en place dès le mois suivant. C'est la sixième hausse depuis 2010 (hausse moyenne de 2,8%). La taxe en faveur des énergies renouvelables, la contribution au service public de l'électricité (CSPE), est acquittée par les consommateurs français (y compris les auto-producteurs). En 2015, 35% des recettes de cette taxe allaient au développement du PV selon la commission de régulation de l'énergie.

Une étude de l'AIE et de l'OCDE⁽¹⁴⁾ sur l'impact des énergies renouvelables sur les centrales thermiques allemandes conclut que l'accroissement de la production d'électricité issue des énergies vertes jusqu'aux objectifs fixés pour 2025 aura des conséquences négatives sur les centrales thermiques actuelles (essentiellement à charbon). Les capacités augmenteront et la rentabilité des centrales thermiques tendra à diminuer. Les revenus des centrales les plus vieilles (1975 à 1985) ne suffiront alors plus à couvrir les coûts de modernisation et

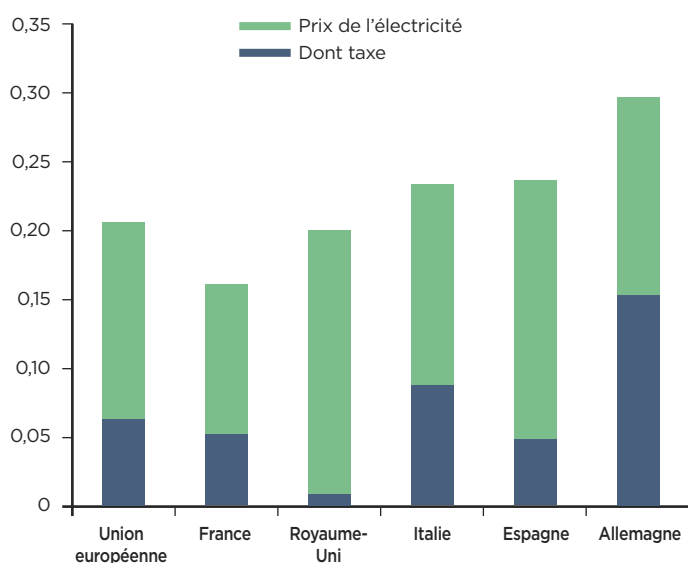
de maintenance. Les hypothèses retenues par les auteurs sont une production d'énergie solaire et éolienne qui passe de 49,9 GW en 2011 à 115,5 GW en 2025 alors que la capacité des centrales traditionnelles demeure stable. Ainsi, l'AIE anticipe une baisse des capacités installées générées à partir d'énergies fossiles dans les années à venir. L'électricité générée à partir de gaz, de pétrole ou de charbon est de 375 GW en 2015 et serait de 326 en 2030 (-13%). Dans le même temps, cette part passerait de 37,2% à 31,5%.

Le coût de la mise en service d'un panneau solaire diminue

Dans le prix d'une installation PV reliée au réseau, les panneaux solaires représentent 60 % de la facture, l'onduleur⁽¹⁶⁾ 15 %, les éléments de montage et la pose 25 %. Les technologies cristallines (cf. première partie, page 2) sont les plus utilisées pour construire les panneaux solaires. Or, cette technologie est de moins en moins chère (cf. graphique 15). Si le coût de pose est fixe, celui de l'onduleur et des plaques tend à baisser. Conjointement à la hausse du prix de l'électricité, cet effet ciseau est profitable au secteur puisqu'il accentue la rentabilité de l'investissement solaire. *Bloomberg new energy finance* (BNEF) a publié en 2015 une étude qui révèle que le solaire va devenir l'énergie verte la plus compétitive dès 2030. Cette place est actuellement occupée par l'éolien. Selon BNEF, le solaire représentera 35% des sources d'énergies installées dans le monde jusqu'en 2040. Les conclusions du rapport pour l'Europe conduisent au développement du PV de petite taille qui atteindrait 22% du bouquet électrique en 2040, contre 6% aujourd'hui.

Graphique n° 14

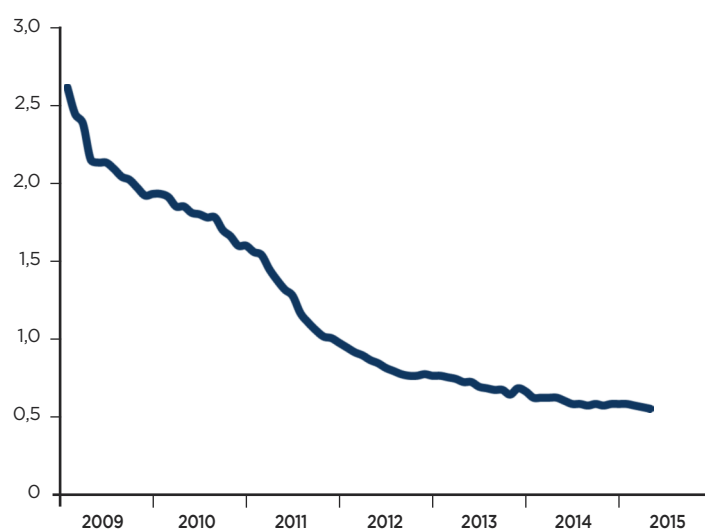
Prix du kWh⁽¹⁵⁾ vendue aux ménages en euros



Source : Eurostat

Graphique n°15

Coût d'un module cristallin, en €/Wc



Source : pvXchange

(13) Ouverture du marché de l'électricité à la concurrence.

(14) Thermal power plant economics and variable renewable energies, 2014, OCDE - AIE.

(15) Pour une consommation de 2 500 à 5 000 kWh.

(16) Un onduleur permet de normaliser l'électricité PV produite. Il transforme le courant continu produit par les installations PV en courant alternatif qui peut ensuite être réinjecté sur le réseau de distribution électrique.

L'évolution des moyens de stockage au service du secteur

Le développement du PV est possible grâce à l'engouement des industriels pour les technologies du futur. De nombreux pôles de recherche et développement dans le monde travaillent au déploiement de véhicules non polluants ou de résidences indépendantes en énergies. L'autoconsommation représente un but ultime déjà atteint dans de nombreux pays.

Par ailleurs, l'énergie solaire présente un défaut majeur qui est en passe d'être résolu par les avancées technologiques : l'intermittence. Le développement des outils de stockage permet de pallier la baisse de la production d'électricité la nuit, ou encore l'hiver. Ce marché est appelé à progresser rapidement comme le suggère les nombreuses annonces faites en 2015.

Le fabricant américain de véhicules électriques de luxe Tesla a dévoilé en avril 2015 une batterie destinée à modifier selon Elon Musk, le fondateur de Tesla et de SpaceX, « la totalité des infrastructures énergétiques dans le monde ». Tesla a construit en 2014 la plus grosse usine au monde de batterie lithium-ion aux Etats-Unis (Nevada). Cinq milliards de dollars ont été injectés en collaboration avec le japonais de l'électronique Panasonic. Les batteries, d'une capacité de sept kilowattheures (KWh) pour un cycle quotidien ou dix KWh pour un cycle hebdomadaire, seront commercialisées en 2016 en Europe au prix de 3 500\$. L'Allemagne représente le marché avancé cible de Tesla car il est l'un des plus équipé au monde en panneaux solaires. Par ailleurs, Elon Musk présente également cette batterie comme un substitut au réseau, parfois inexistant, pour les pays émergents. L'américain Sungevity, installateur PV pour le résidentiel aux Etats-Unis, et l'allemand Sonnenbatterie, leader européen du stockage sur site, ont annoncé travailler ensemble à la création d'une batterie concurrente à celle de Tesla.

En France, EDF a remis un prix en 2015 à la société Energiestro pour la création d'un volant

de stockage solaire. Cette invention serait bien moins coûteuse que les batteries traditionnelles, tant à l'achat qu'à l'entretien. Selon son fondateur, André Genesseeux, le stockage reviendra à un ou deux centimes par kilowatt heure contre dix centimes pour les batteries. La commercialisation de ce produit est attendue pour 2017.

L'autoconsommation, un objectif atteignable

D'après un rapport de la Commission européenne de juillet 2015 ⁽¹⁷⁾ sur l'autoconsommation d'énergies renouvelables, les ménages et les entreprises, grâce à la réduction des coûts et au développement des outils de stockage, vont passer du stade de consommateurs passifs à celui de « prosumers » (producteur et consommateur).

Le rapport mentionne que de nombreux pays européens, notamment ceux du sud de l'Europe ont atteint la parité réseau, c'est-à-dire que le coût de production PV est similaire au prix de détail de l'électricité toutes taxes comprises. Avec cette parité, il devient donc attractif pour un consommateur de générer sa propre électricité. En Italie et en Allemagne, il est déjà intéressant pour des magasins de s'équiper de panneaux solaires (sans stockage), car leur besoin en électricité correspond aux heures d'ensoleillement. Le coût de production, estimé à 95 euros les 100 MWh, est alors inférieur aux tarifs commerciaux. En France, une étude réalisée par le cabinet AT Kearney et l'association européenne de l'industrie photovoltaïque (EPIA) anticipe que l'ensemble des segments du marché auront atteint la parité en 2020.

Quelques freins subsistent toutefois au développement rapide de l'autoconsommation. En effet, de nombreux Etats européens ont pris la décision de faire contribuer les « prosumers » pour leur accès au réseau. Par exemple sous forme de taxe en fonction de la taille de leurs installations PV. C'est le cas aux Pays-Bas, en Allemagne, en Belgique, en Italie, en Espagne et au Portugal.

(17) Best practices on renewable energy self-consumption, 2015, European Commission.

4 CONCLUSION

Malgré les défis à venir, la tendance est clairement à l'amplification de la production des énergies renouvelables en Europe dans les années qui viennent. La COP21 pourrait conduire à des accords universels contre le réchauffement climatique. Bien que l'Europe soit en avance sur ses partenaires, le rattrapage entamé par ces derniers permettra de fixer des objectifs plus élevés. La « décarbonisation » de l'économie européenne est donc bien toujours en cours.

Le PV revient de loin, après avoir été successivement sonné par les crises qui se sont abattues sur l'Europe de l'Ouest depuis 2008. Les faillites et les changements de pavillon ont lourdement affecté le secteur, avec un secteur moins atomisé qu'il ne l'était en 2008, et une perte de *leadership* irrémédiable pour les entreprises européennes dans la production des panneaux. Il doit en outre

surmonter des freins à son développement à court terme. Les surcapacités évidentes doivent être résorbées, et le développement ralenti d'un secteur européen de génération d'électricité intégré s'oppose aussi à son développement.

Néanmoins ces obstacles devraient être levés à moyen terme. Ensuite, le coût du PV diminue, à mesure de son adoption, et des économies d'échelle de plus en plus grandes apparaissent. Dans certains pays, le PV a un coût équivalent aux autres modes de génération lorsqu'il est raccordé au réseau, ce qui lui permet de s'affranchir en partie de toutes aides publiques. L'accélération de son processus de développement sera aussi tributaire d'avancées technologiques en cours, telles celles dans le stockage, qui permettront de basculer dans des modes de production d'énergie décentralisés, au plus près de la consommation.

RESERVE

Le présent document reflète l'opinion de la direction de la recherche économique de Coface, à la date de sa rédaction et en fonction des informations disponibles ; il pourra être modifié à tout moment. Les informations, analyses et opinions qu'il contient ont été établies sur la base de multiples sources jugées fiables et sérieuses ; toutefois, Coface ne garantit en aucun cas l'exactitude, l'exhaustivité ou la réalité des données contenues dans le présent document. Les informations, analyses et opinions sont communiquées à titre d'information et ne constituent qu'un complément aux renseignements dont le lecteur dispose par ailleurs. Coface n'a aucune obligation de résultat mais une obligation de moyens et n'assumera aucune responsabilité pour les éventuelles pertes subies par le lecteur découlant de l'utilisation des informations, analyses et opinions contenues dans le présent document. Ce document ainsi que les analyses et opinions qui y sont exprimées appartiennent exclusivement à Coface ; le lecteur est autorisé à les consulter ou les reproduire à des fins d'utilisation interne uniquement sous réserve de porter la mention apparente de Coface et de ne pas altérer ou modifier les données. Toute utilisation, extraction, reproduction à des fins d'utilisation publique ou commerciale est interdite sans l'accord préalable de Coface. Le lecteur est invité à se reporter aux mentions légales présentes sur le site de Coface.

Photo : © Foltolia - Maquette : Les éditions stratégiques

COFACE SA

1, place Costes et Bellonte
92270 Bois-Colombes
France
www.coface.fr