



Réseau pour la transition énergétique

CLER

Pour un système de soutien à l'électricité renouvelable juste et efficace

Propositions et réponses à la consultation

26 février 2014

Association CLER
2-Bât-B rue Jules Ferry
93100 Montreuil
Tél : 01 55 86 80 00
Fax : 01 55 86 80 01
Web : www.cler.org
Courriel : info@cler.org

Les énergies renouvelables électriques se développent de manière importante en Europe depuis le début des années 2000 et, plus modestement en France depuis 2005. Leurs nombreuses vertus - baisse des émissions de gaz à effet de serre, diminution des risques industriels et des pollutions locales, réponse à la raréfaction des ressources naturelles, création d'emplois et d'activités économiques, réappropriation des questions d'énergie par les citoyens et acteurs des territoires, amélioration de la résilience et de l'autonomie énergétique de l'Europe, des Etats et des collectivités locales... - ont conduit à définir des politiques ambitieuses pour leur développement.

Pourtant les récents succès des énergies renouvelables leur ont aussi attiré des opposants, en particulier du côté des acteurs des énergies fossiles et fissiles qui tolèrent mal le rôle croissant de ces énergies. La transition prend forme, elle transfère le contrôle et les bénéfices liés à la production d'énergie vers des opérateurs plus nombreux et plus variés qu'aujourd'hui. La plupart des géants de l'électricité tentent donc de freiner la transition énergétique, principalement portée par des PME, ETI, collectivités et citoyens et les prennent pour cible un peu facilement.

Le marché de l'électricité est aujourd'hui en difficulté pour plusieurs raisons, notamment la surcapacité. Il n'y a pas lieu de s'émouvoir des nécessaires fermetures de centrales fossiles, c'est l'objet même de nos politiques énergie – climat. Mais elles doivent être accompagnées et orientées en priorité vers les centrales à charbon plutôt que vers les centrales gaz : les effets désastreux dans tous les pays d'Europe du très faible signal prix du marché des quotas de CO2 et la baisse des cours du charbon du fait de l'exploitation des gaz de schistes nord-américains doivent trouver des réponses rapides.

Mais la situation des opérateurs électriques et en particulier des centrales gaz ne peut être imputée aux énergies renouvelables. Elle ne doit pas être un prétexte à l'arrêt des soutiens aux énergies renouvelables, ou à leur intégration immédiate au marché de l'électricité. Utiliser ce marché pour équilibrer l'offre et la demande sur le réseau n'est pas le seul moyen de gérer une augmentation de la pénétration des énergies renouvelables et ferait peser, *a contrario*, d'énormes risques sur les producteurs renouvelables.

Aussi, le système des tarifs d'achat doit être maintenu. Il a fait ses preuves en matière de développement industriel des filières émergentes et de démocratisation de l'énergie et les études montrent qu'il est le plus économique, pour la société. Les systèmes de quotas sont chers et inefficaces, de même que les systèmes d'appel d'offres, sauf pour quelques cas spécifiques. Les systèmes de primes intégrant les EnR au marché pourraient être envisagés avec de grandes précautions, mais leur intérêt est très discutable.

Toutefois, le système des tarifs d'achat, prolongé et sécurisé devra être revu pour renforcer son efficacité :

- Ouverture du système de compensation CSPE à d'autres acteurs qu'EDF par le transfert de la gestion de l'obligation d'achat à RTE ou par un système similaire à celui du biogaz (contrat de gré à gré entre producteurs et fournisseurs). Cela permettrait entre autres de proposer aux consommateurs des « offres vertes ».
- Transition concrète dans les zones iliennes pour mettre fin au gaspillage d'argent public dans les centrales électriques fossiles, souvent au fioul lourd, au détriment de la santé des habitants et de l'économie des territoires.
- Optimisation et simplification du tarif pour en faire baisser les coûts. Réflexion sur la baisse des prix par l'aval (fournisseurs).

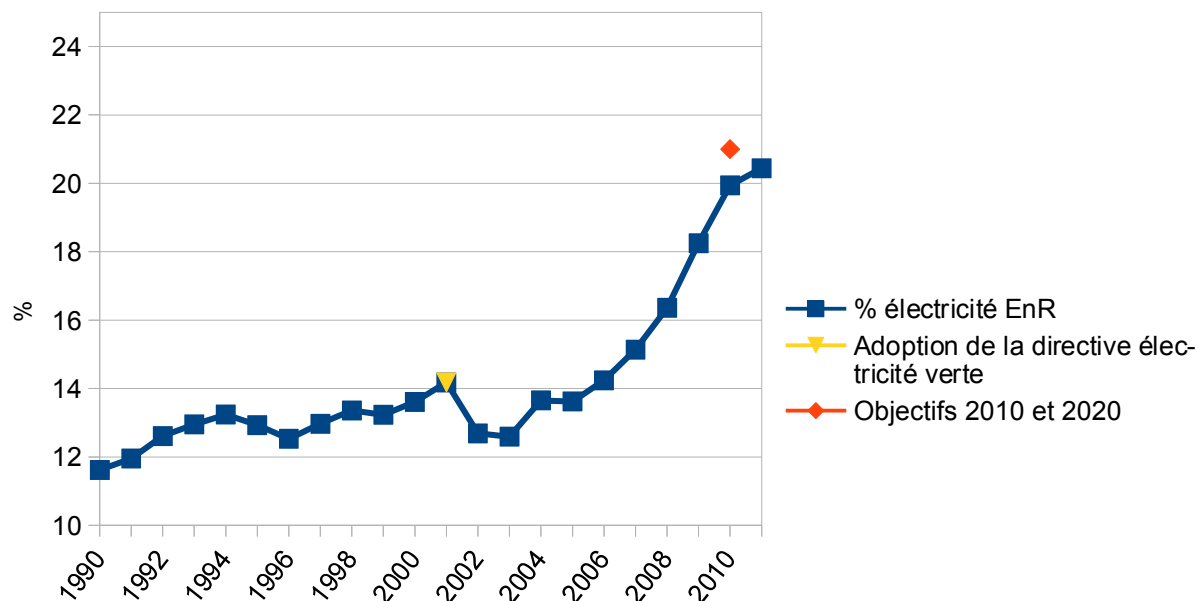
Systemes de soutien aux EnR électriques

1. Les EnR au centre de la politique de l'Union européenne.....	4
1.1 Un succès européen.....	4
1.2 Bilan français plus mitigé.....	5
2. Crise du marché de l'électricité : EnR, le coupable idéal.....	7
2.1 Surcapacité : les EnR prennent la place des sources polluantes et c'est tant mieux !	7
2.2 Prix de l'électricité erratique et EnR : une corrélation discutable.....	8
2.3 La menace imaginaire de l'intermittence.....	9
2.4 Le coût des énergies renouvelables sur-évalué.....	11
2.5 Subventions aux énergies fossiles, fissiles et EnR.....	12
2.6 Haro sur les EnR : quand les énergies citoyennes dérangent les oligopoles.....	13
2.7 Un succès des systèmes de tarif que ne doivent pas ternir les graves erreurs de pilotage passées.....	14
3. Quel système de soutien pour l'avenir ?.....	15
3.1 Rejeter les systèmes de quotas et d'appel d'offres.....	15
3.2 Limiter les appels d'offres à quelques cas particuliers.....	16
3.3 Maintenir et améliorer le système des tarifs d'achat !.....	17
3.4 Si un système d'intégration au marché avec prime devait être mis en place.....	17
3.5 Contribution des renouvelables à l'équilibre du réseau.....	18
4. Optimisation du système des tarifs d'achat.....	19
4.1 Ouvrir le dispositif : pouvoir changer d'acheteur obligé et permettre la création d'offres vertes.....	19
4.2 Utilisation rationnelle de la CSPE : accompagner les ZNI vers le 100 % EnR (ou presque).....	21
4.3 Simplifier et faire baisser les coûts.....	22
4.4 Schémas de principe	25
4.5 Schéma de principe en système de marché + prime	26

1. Les EnR au centre de la politique de l'Union européenne

1.1 Un succès européen

Le soutien aux énergies renouvelables s'est généralisé dans les politiques publiques européennes au début des années 2000 suite à la publication d'un livre blanc en 1997 puis l'adoption de la directive 2001/77/EC relative à la promotion de l'électricité renouvelable. Si l'objectif de 21 % d'énergies renouvelables dans la consommation électrique européenne en 2010 n'a pas été entièrement atteint, la directive a eu un impact notable en faisant passer la part de l'électricité renouvelable d'environ 13 % en 2000 à 20 % aujourd'hui.

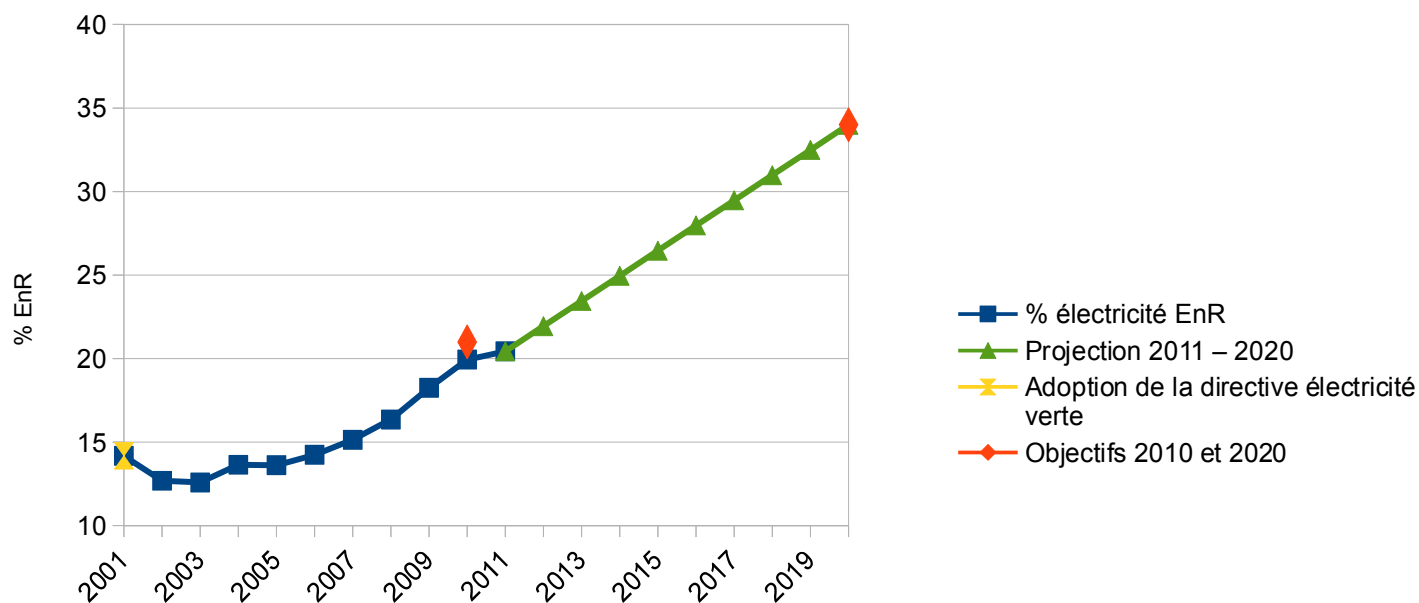


Part de l'électricité d'origine renouvelable dans la consommation européenne (source Eurostat)

Le succès de cette politique a conduit à renforcer l'action publique avec l'adoption, le 23 avril 2009, par la directive 2009/28/EC destinée à maintenir la dynamique initiée et l'élargir aux autres secteurs des énergies renouvelables (chaleur, transport). Elle doit nous permettre d'atteindre en 2020 20 % d'énergie d'origine renouvelable dans la consommation européenne, ce qui devrait porter la part d'électricité renouvelable dans la consommation au-delà d'un tiers.

Ces politiques publiques se sont construites à partir des motivations multiples reposant explicitement sur un changement vers un système énergétique plus décentralisé comme en témoignent les considérants (1) à (6) de la directive 2009 expliquant notamment « *Le passage à la production d'énergie décentralisée comporte de nombreux avantages, y compris l'utilisation de sources d'énergie locales, une sécurité d'approvisionnement en énergie locale accrue, des distances de transport écourtées et une réduction des pertes liées au transport d'énergie. Cette décentralisation favorise également le développement des collectivités locales et la cohésion au sein de celles-ci, via de nouvelles sources de revenus et la création d'emplois à l'échelon local.* »

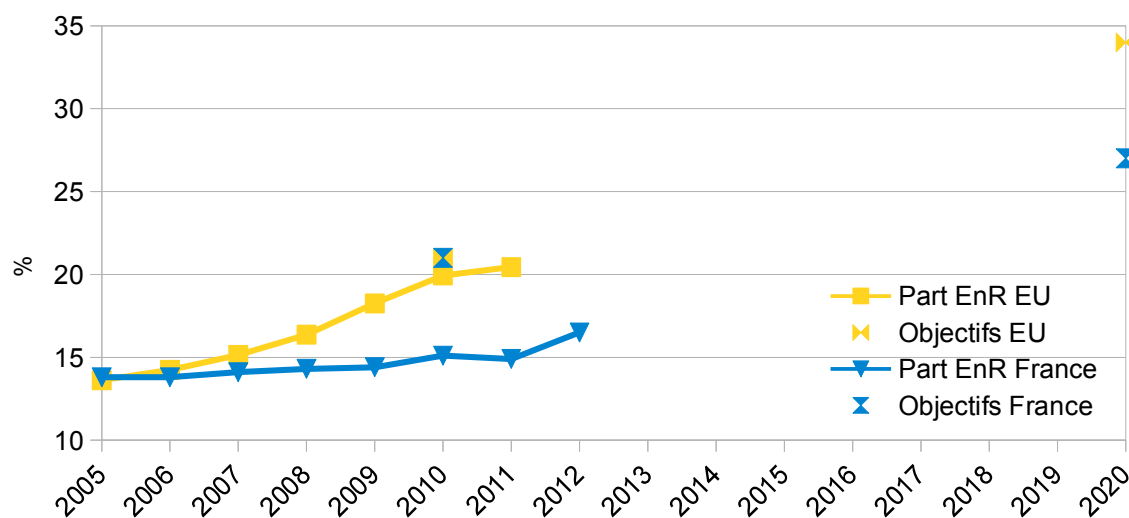
Il s'agit donc tout à la fois de mettre en œuvre une transition énergétique basée sur les énergies renouvelables et la maîtrise de l'énergie de manière à lutter contre le changement climatique, renforcer notre sécurité d'approvisionnement, favoriser le développement territorial et la cohésion sociale, créer des emplois locaux, ...



Part de l'électricité d'origine renouvelable en Europe, réalisé et objectifs (source Eurostat)

1.2 Bilan français plus mitigé

En France, malgré une légère progression de la part renouvelable dans l'électricité sur l'impulsion de la directive 2001/77 et de sa transposition dans la loi du 13 juillet 2005 dite loi POPE, la dynamique est beaucoup moins positive que la moyenne de nos voisins des autres pays d'Europe.



Evolution part EnR en France et Europe

Des politiques instables, une volonté politique en dents de scie et une grande complexité du cadre réglementaire ont empêché les filières de se développer à la hauteur des potentiels. Paradoxalement, certaines lois destinées à promouvoir les énergies renouvelables les ont plutôt handicapées (exemple de l'éolien avec la loi Grenelle 2). Enfin, les filières ont souvent été très mal pilotées avec des conséquences dramatiques du point de vue économique, industriel et humain à l'exemple du photovoltaïque (voir paragraphe 2.7). Pourtant, à chaque impulsion, le tissu économique des territoires français a montré une volonté et une capacité de s'organiser rapidement avec succès.

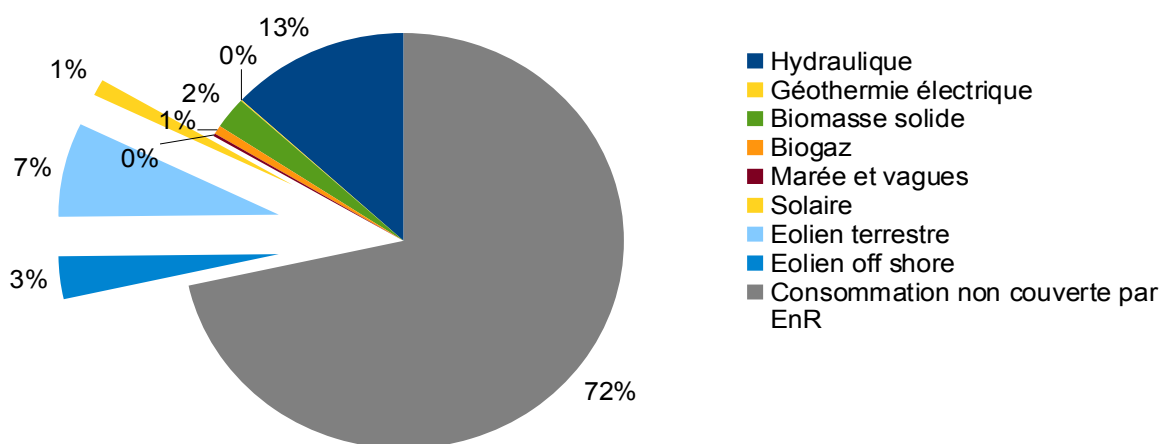
L'objectif de 2010 était fixé à 21 % d'électricité d'origine renouvelable, mais cette dernière ne s'est élevée cette année-là qu'à 14,9%, et est estimée par RTE à 18,6 % en 2013. Cette croissance devra s'accélérer si l'on veut atteindre l'objectif en 2020 de 27 % d'électricité renouvelable, transcription française de l'objectif de 23 % d'énergies renouvelables, sachant que cet objectif est légalement contraignant.

Sa mise en œuvre est définie par le « Plan national d'action en faveur des énergies renouvelables » que la France a transmis à la Commission européenne en 2010 dans le cadre de cette obligation. L'objectif en matière d'électricité est très modeste au regard de choix faits dans les pays voisins : pour atteindre un objectif moyen de 21 % d'énergie d'origine renouvelable,¹ l'Union européenne s'appuiera sur un mix électrique à 34 % d'origine renouvelable ; pour atteindre un objectif global supérieur (23 %), la France ne mise que sur 27 % d'électricité d'origine renouvelable.

	France	Europe
Electricité	27 %	34 %
Chaleur / froid	33 %	21 %
Transport	11 %	11 %
Total	23 %	21 %

Part d'énergies renouvelables par usage de l'énergie dans les objectifs 2020

Source « Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States Covering all 27 EU Member States with updates for 20 Member States », ECN



Mix de production électrique 2020

(source plan d'action pour les énergies renouvelables de la France)

¹ L'objectif fixé par la directive est d'au moins 20 %, mais la somme des objectifs transposés par les Etats-membres conduit à 21 %

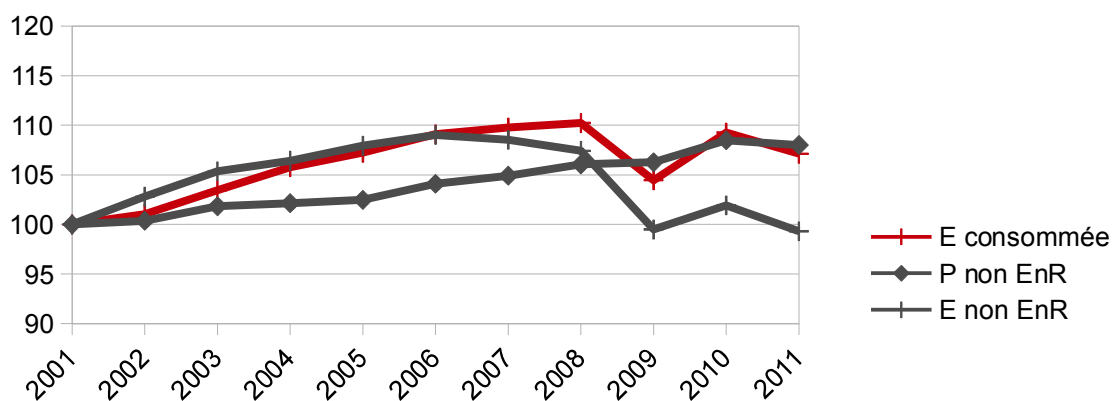
2. Crise du marché de l'électricité : EnR, le coupable idéal

2.1 Surcapacité : les EnR prennent la place des sources polluantes et c'est tant mieux !

La consommation d'électricité en Europe est aujourd'hui la même qu'au début des années 2000. Après quelques années de hausse modeste, elle a connu une baisse à partir de 2007 (-1,8 % en 5 ans). La consommation de 2011 est revenue à son niveau de 2004 / 2005.

Pourtant, dans le même temps la capacité installée n'a cessé de croître. En 20 ans, la puissance électrique installée dans l'UE est passée de 941 à 1317 GW soit une hausse de 40 % alors que la consommation d'électricité n'augmentait que de 29 %. On pourrait être tenté d'accuser les énergies renouvelables et leur facteur de charge souvent plus modeste qui requiert d'avantage de capacité pour produire la même quantité d'électricité, mais même hors EnR, la capacité installée n'a cessé de croître indépendamment de la consommation.

Ainsi, entre 2001 et 2011, la consommation d'électricité non-renouvelable a stagné (-1%), alors que, dans le même temps, la capacité fossile et nucléaire installée dans l'UE27 a augmenté de 8 %. Ce succès conduit notre politique à des confrontations difficiles : les énergies renouvelables sont développées pour se substituer aux autres énergies. C'est l'objectif même des politiques énergétiques nationales et européennes. Mais les opérateurs des filières non renouvelables ayant pris le virage de la transition énergétique étant rares, ils s'en trouvent affaiblis et ne ménagent pas leurs efforts de communication publique et institutionnelle pour attaquer et discréditer les énergies renouvelables, adversaire qu'elles avaient sous-estimé.



Evolution puissance et consommation en Europe

Il n'en reste pas moins que les moyens de production les plus durement impactés par la surcapacité européenne ne sont pas les centrales à charbon, principal émetteur de gaz à effet de serre, mais les centrales à gaz. Cette situation est due à l'effet conjoint d'une faible valeur des quotas CO₂ et d'une baisse du prix du charbon sur les cours internationaux liées à la substitution d'une partie du charbon par du gaz de schiste pour la production électrique états-unienne. Le premier est une « fuite de carbone » des Etats-Unis vers l'Europe que l'on constate dans tous les pays de l'UE (voir tableau). Cet effet pervers des politiques énergétiques des deux côtés de l'Atlantique requiert une action

rapide. **Mais le développement des énergies renouvelables électriques et les systèmes de soutien adoptés ne peuvent pas être tenus pour responsables de la crise que connaissent les centrales électriques au gaz.** Au contraire, une plus grande part d'éolien et de photovoltaïque favorisera les centrales à gaz, plus flexibles que les centrales à charbon.

Les actions contre le recours aux centrales les plus polluantes doivent être rapides et utiliser plusieurs instruments : prix du CO2 (taxes et marchés), programmation de la production électrique, niveau de pollution locale (directive de 2011 sur les émissions industrielles). A ce titre, la directive européenne sur les grandes installations de combustion conduira à l'horizon 2015 à fermer les centrales à charbon les plus polluantes, soumises d'ici là à des quotas d'heures de fonctionnement. Celles qui n'auraient pas été rénovées vont donc disparaître d'ici 2015. RTE prévoit que la capacité des centrales au charbon devrait presque diminuer de moitié d'ici 2016 en France.

	Charbon	Gaz
Allemagne	+6% (+15 TWh)	-11% (-10 TWh)
Espagne	+ 24 % (+11 TWh)	- 14 % (-12 TWh)
France	+35 % (+5 TWh)	-24 % (-7 TWh)
Royaume-Uni	+ 34 % (+35 TWh)	- 35 % (-47 TWh)

Evolution 2011 / 2012 de la production d'électricité issue du charbon et du gaz dans 4 pays de l'Union européenne

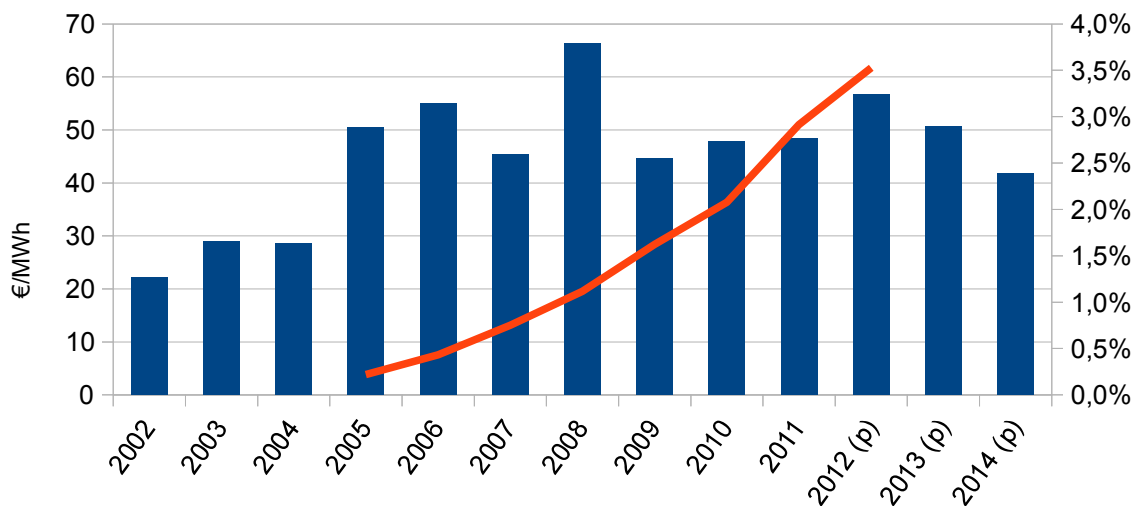
Ce dysfonctionnement du marché de l'électricité est aussi une confirmation que les mécanismes de marché sont loin de toujours permettre de faire évoluer les pratiques dans le sens voulu par les pouvoirs publics dans une logique de développement durable. Il doit nous encourager à la plus grande prudence sur l'introduction d'un mécanisme de marché dans les EnR qui en l'état actuel des choses n'aurait d'autre effet que de renforcer un peu plus la part de marché du charbon dans la production d'électricité.

Les prolongations de la durée d'exploitation de centrales électrique peu flexibles (charbon ou nucléaire) s'ajoutent aux nouvelles capacités et tendent à aggraver cette situation de sur-production. L'éventuelle mise en service de nouvelles capacités de production fossiles ou nucléaires en Europe sans déclassement d'installations existantes aurait sur le marché de l'électricité un impact tout aussi négatif.

On peut s'étonner de ce décalage entre capacité installée et consommation, la stagnation de la consommation étant pour partie prévisible puisqu'elle est un objectif des politiques publiques.

2.2 Prix de l'électricité erratique et EnR : une corrélation discutable

Le prix de l'électricité sur les marchés a connu des variations importantes dans les 10 dernières années, qu'il est difficile de corréler au développement des énergies renouvelables.

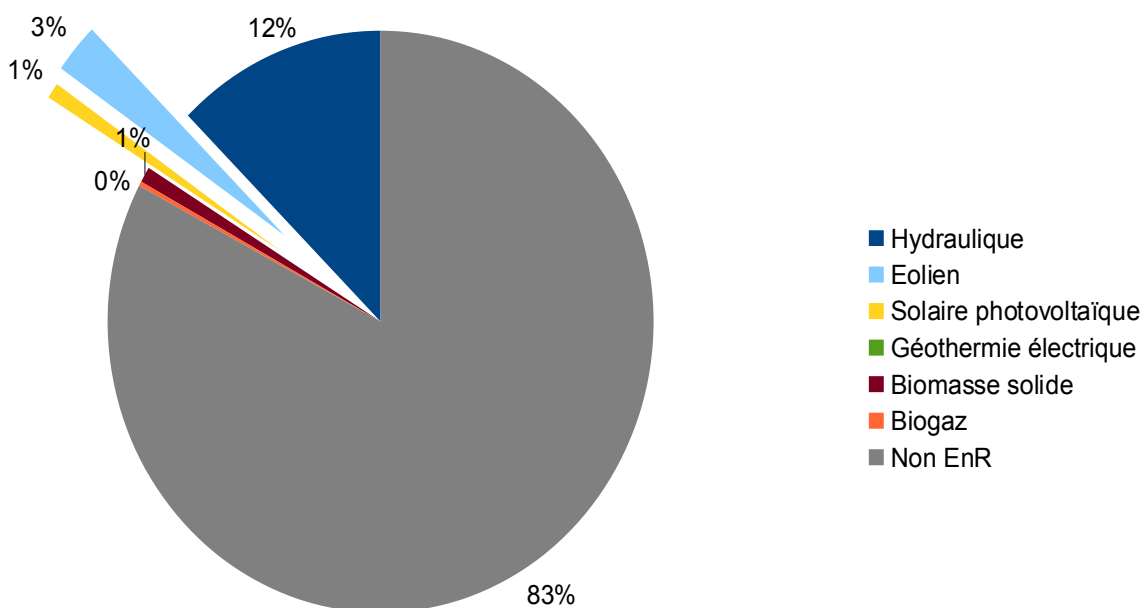


Prix électricité sur le marché (moyenne mensuelle pondérée par la CRE) et part d'électricité variable dans le mix de production

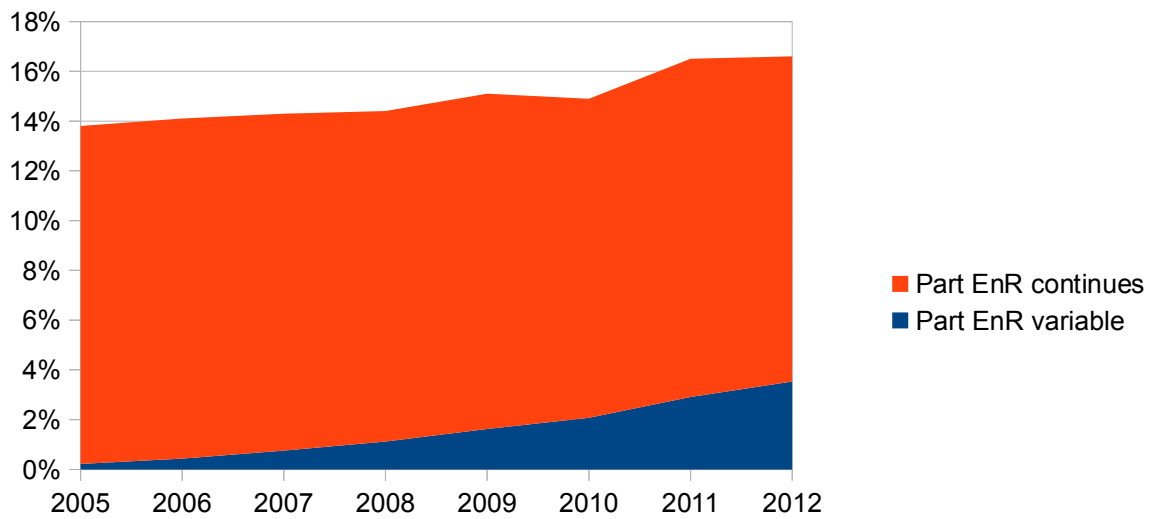
Le graphique ci-dessus montre l'évolution de la part d'énergies renouvelables variables dans le mix électrique et le prix de l'électricité sur les marchés en moyenne mensuelle pondérée selon la CRE. Si les énergies renouvelables peuvent contribuer à faire baisser le cours de l'électricité, la décorrélation entre les séries de données montre que d'autres facteurs jouent un rôle important.

2.3 La menace imaginaire de l'intermittence

Il convient de rappeler que contrairement à ce que l'on entend bien souvent, cette électricité française d'origine renouvelable est essentiellement une production électrique continue (en base) et même parfois modulable. La part d'électricité variable atteint en 2012 un peu moins de 4 %.



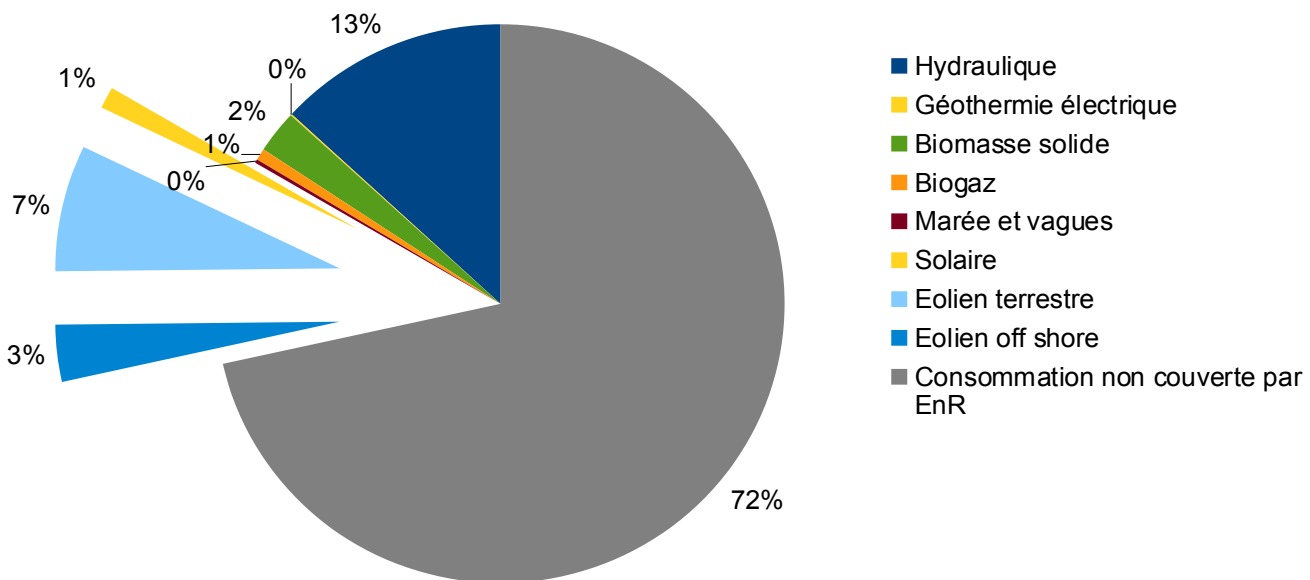
Mix de production électrique en France en 2012 (source : base de donnée Pégase, MEDDE)



Part des EnR variables et continues dans l'électricité

Même à moyen terme, cette part restera modeste puisque les objectifs 2020 de la France issus du plan national d'action pour les énergies renouvelables vise moins de 12 % d'électricité renouvelable variable !

La France semble donc s'inquiéter bien tôt d'un problème qui ne se posera pas avant longtemps.



Mix de production électrique 2020
(source plan d'action pour les énergies renouvelables de la France)

2.4 Le coût des énergies renouvelables sur-évalué

Le coût pour la collectivité de l'électricité renouvelable est aujourd'hui calculé comme la différence entre le prix de l'électricité sur le marché à terme et le montant de tarifs d'achat de chaque technologie. Ce mode de calcul ne prend pas en compte l'effet que les énergies renouvelables ont sur le marché lui-même.

Le marché de l'électricité est peu flexible. D'une part, pour des raisons techniques, l'offre doit toujours être égale à la demande, ce que la modeste capacité de stockage du réseau électrique européen ne change que très peu. D'autre part, la demande est aujourd'hui encore très rigide par rapport aux prix de l'électricité : mis à part quelques contrats industriels ou particuliers (tarifs nuit, EJP, Tempo), les tarifs de vente sont déconnectés des prix sur les marchés.

L'offre est elle aussi assez rigide : la production des centrales thermiques fossiles peut être partiellement modulée, mais la plupart d'entre elles ne peuvent descendre en dessous d'un seuil de production sans aller jusqu'à un arrêt total de plusieurs heures voire plusieurs jours. Les centrales thermiques nucléaires, mis à part de légères modulations, ne peuvent interrompre leur production pour s'adapter à la demande. Elles produisent donc de l'électricité indépendamment des prix sur le marché. Les énergies renouvelables enfin, quel que soit leur mode de financement (tarif d'achat, marché ou autre) ont souvent des coûts marginaux de production très bas (en particulier l'éolien, l'hydraulique et le solaire photovoltaïque, moins pour l'électricité biomasse ou biogaz). Tout cela renforce la rigidité de l'offre.

Toutes ces contraintes techniques, économiques et politiques déterminent un ordre de priorité d'accès au marché de l'électricité. La priorité d'accès au réseau donnée à l'électricité renouvelable fait donc baisser le prix de l'électricité sur les marchés spot. Car lorsque la production renouvelable augmente (ou que la consommation diminue), la demande résiduelle hors renouvelable faisant l'objet d'échanges sur le marché baisse. Son prix diminue donc. Ces prix peuvent même être négatifs lorsque la production des centrales à coût marginaux très faibles suffit à couvrir les besoins et que la mise à l'arrêt de centrales devient nécessaire. L'Allemagne a ainsi connu 56 heures de prix négatifs en 2012. Ce phénomène, au-delà de la curiosité qu'il suscite, reste assez marginal et ne doit pas détourner l'attention des principales difficultés que sont la rigidité de l'offre et de la demande. A ce titre les phénomènes de prix très élevés liés à une forte demande due aux pointes de consommation peuvent et doivent être considérés comme tout aussi inquiétants. Le fort taux de pénétration du chauffage électrique en France rend le pays extrêmement sensible à ces épisodes.

L'injection d'électricité renouvelable a pour conséquence, dans un système globalement sur-capacitaire, une baisse du prix de l'électricité sur les marchés. Les différentes études disponibles² ont évalué en 2009 la baisse moyenne entre 3 et 23 €/MWh alors que le prix moyen pondéré observé sur le marché³ était de 45 €/MWh. Autrement dit, le prix de l'électricité serait de 7 à 51 % plus élevé⁴ en l'absence de production renouvelable. Pour

² Voir revue de la littérature Pöyry pour EWEA, *Wind energy and electricity prices, exploring the merit order effect*

³ Day-ahead, Epex Spot

⁴ 18 % pour l'étude la plus fréquemment citée, Sensfuss, Frank. Ragwitz, Mario and Genoese, Massimo. 2007. Merit Order Effect: A Detailed Analysis of the Price Effect of Renewable Electricity Generation on Spot Prices in Germany. Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research. Energy Policy 36 (2008) 3086– 3094.

l'Allemagne, l'économie annuelle a ainsi été comprise entre 3 et 5 milliards d'euros par an de 2006 à 2009⁵.

Il n'existe pas d'étude précise pour la France et la situation de l'Allemagne n'est pas transposable car la construction de son marché n'est pas la même. Il serait cependant utile d'estimer la baisse du coût de l'électricité sur le marché permise par les 30 TWh d'électricité renouvelable ayant fait l'objet de contrats d'achat en 2012. Car aujourd'hui le surcoût attribué à l'électricité renouvelable ne tient compte que de la différence entre le tarif d'achat et le prix constaté de l'électricité sur les marchés⁶, mais ce prix est diminué par l'effet de la production renouvelable. Si par exemple le prix de référence en 2012 (57 €/MWh) était resté à son niveau le plus haut, celui de 2008 (66 €/MWh), la compensation versée par la CSPE aurait été d'environ 300 M€ plus faible. Appliqué aux prévisions pour l'année 2014 (38 TWh renouvelables compensés par rapport à un prix de l'électricité sur les marchés de 42 €/MWh), un coût de l'électricité sur les marchés resté à son niveau de 2008 ferait baisser de 900 M€ le coût de la CSPE.

Cette baisse n'a pas été transférée jusqu'au consommateur final qui voit sa facture énergétique continuer d'augmenter (+17 % entre 2007 et 2013 soit +2,6 % en moyenne par an) alors que l'effet des énergies renouvelables devrait faire baisser les tarifs (hors dispositifs de financement de soutien). En France en tout cas ceci est dû au fait que le prix de l'électricité au consommateur final ne couvre historiquement pas les coûts de production et de commercialisation⁷. Il y a là un paradoxe : les énergies renouvelables contribuent à faire baisser les prix de l'électricité sur les marchés et les tarifs réglementés de l'électricité augmentent. Le consommateur ne bénéficie pourtant jamais de la différence.

2.5 Subventions aux énergies fossiles, fissiles et EnR

Les subventions aux énergies renouvelables sont souvent dénoncées, par les opérateurs d'énergie fossile ou nucléaire ou dans la presse. Il est toutefois important de rappeler que les niches fiscales accordées aux énergies fossiles atteignent plus de 33 milliards d'euros en France⁸.

Dans le monde en 2011, ce sont 523 milliards d'euros qui sont partis dans la fumée de combustion des énergies fossiles selon l'Agence Internationale de l'Énergie, six fois plus que le montant des subventions aux énergies renouvelables.

Il n'existe pas de données officielles récentes pour l'Europe. La dernière étude disponible est celle de l'agence européenne de l'environnement qui estimait qu'en 2001, 29 milliards d'euros de subvention avaient été distribués, aux trois quarts pour des énergies fossiles. En octobre 2013, le *Sueddeutsche Zeitung* publiait une communication de la Commission européenne dont les versions intermédiaires, selon le journal allemand censurées par le Commissaire Oettinger, affichaient des niveaux d'aide du secteur électrique, pour 2011 : 35 milliards d'euros pour le nucléaire, 30 milliards pour les renouvelables et 26 milliards pour les fossiles⁹.

⁵ Ibid

⁶ En 2012, 2,2 milliards estimés pour la consommateur via la CSPE

⁷ Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité, CRE, 2013

⁸ Guillaume Sainteny, Plaidoyer pour l'écofiscalité

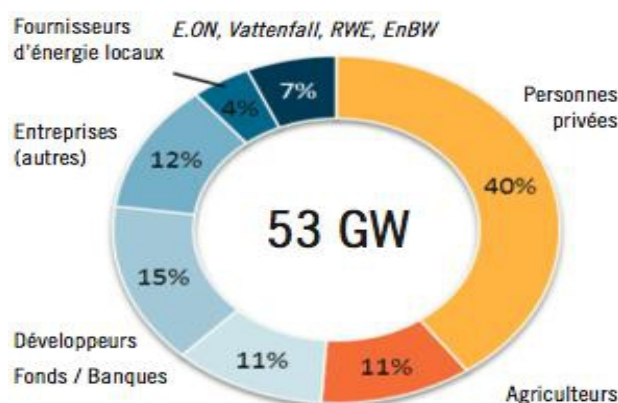
⁹ Oettinger schönt Subventionsbericht, Sueddeutsche Zeitung, 14 octobre 2013

Les énergies conventionnelles ont par ailleurs bénéficié de multiples formes de soutien depuis plusieurs décennies, elles n'ont pas eu à financer les infrastructures de raccordement au réseau ni encore le parc hydraulique qui sert aujourd'hui largement de stockage et de capacité d'ajustement.

2.6 Haro sur les EnR : quand les énergies citoyennes dérangent les oligopoles

Les 10 principales « utilities », grands opérateurs intégrés de l'électricité, ont lancé une campagne contre les énergies renouvelables en octobre 2013, demandant que l'on cesse de les subventionner. La réaction ne se fit pas attendre avec l'annonce par Philippe Martin de la fin du tarif d'achat deux semaines plus tard lors du colloque de l'UFE (fédération représentant les *utilities*).

Nous l'avons vu, le marché de l'électricité européen est en mutation et présente assurément des dysfonctionnements. Mais pointer ainsi du doigt les énergies renouvelables revient à se tromper de coupable. Les raisons pourraient relever d'intérêts particuliers plus que de difficultés techniques. En effet, les énergies renouvelables sont, par nature, diffuses et donc plus naturellement exploitées par des acteurs décentralisés. Certaines *utilities* peuvent s'adapter à ce fonctionnement, mais les pays les plus avancés sur le sujet constatent que la transition énergétique s'accompagne souvent d'un transfert du capital depuis les grands groupes vers les PME, les collectivités et même les citoyens. Cela n'est pas un mal, c'est même positif du point de la démocratie et de la réappropriation des questions énergétiques par les acteurs des territoires. Les études montrent d'ailleurs que plus de la moitié des citoyens ayant installé chez eux un moyen de production d'énergie renouvelable déclare avoir modifié ses pratiques de consommation d'énergie¹⁰. Quoiqu'en disent les grands opérateurs, une transition depuis les énergies fossiles vers les énergies renouvelables est également positive du point de l'emploi, indépendamment de la nature du propriétaire des moyens de production : l'éolien et le photovoltaïque créent environ deux fois plus d'emploi par euro investi que le secteur électrique actuel¹¹.



Structure de possession des capacités renouvelables installées en Allemagne entre 2000 et 2010. Source Trend:Research 2012 / IDDRI

¹⁰ ADEME Stratégie & études n° 27, mars 2011

¹¹ Contenu en emploi des branches en France en 2005, comptabilité nationale. Pour le solaire et l'éolien, contenu en emploi calculé comme une moyenne pondérée de celui des branches auxquelles ces activités font appel par Philippe Quirion, CNRS 2013.

Mais cette transition génère naturellement une forte résistance des *utilities* ayant raté le virage, ou ne sachant pas s'adapter à ce nouveau contexte énergétique. On comprend mieux les critiques de la transition énergétique en Allemagne par les grands opérateurs en observant qu'ils ne possèdent que 7 % des capitaux des énergies renouvelables installées entre 2000 et 2010.

Contrairement à ce que l'on pourrait croire, ce financement issu principalement des citoyens (40 %) ne se limite pas à des installations photovoltaïques sur des maisons : 53 % de l'éolien terrestre est détenu par des particuliers en Allemagne.

2.7 Un succès des systèmes de tarif que ne doivent pas ternir les graves erreurs de pilotage passées

Le tarif d'achat instauré en France en 2000 a fréquemment été revu, non pas dans son fonctionnement, mais pour ce qui concerne le niveau des tarifs et la nature des installations soutenues. C'est particulièrement le cas pour le solaire photovoltaïque. Comme plusieurs de ses voisins, la France n'a pas réussi à anticiper la baisse rapide du prix des installations.

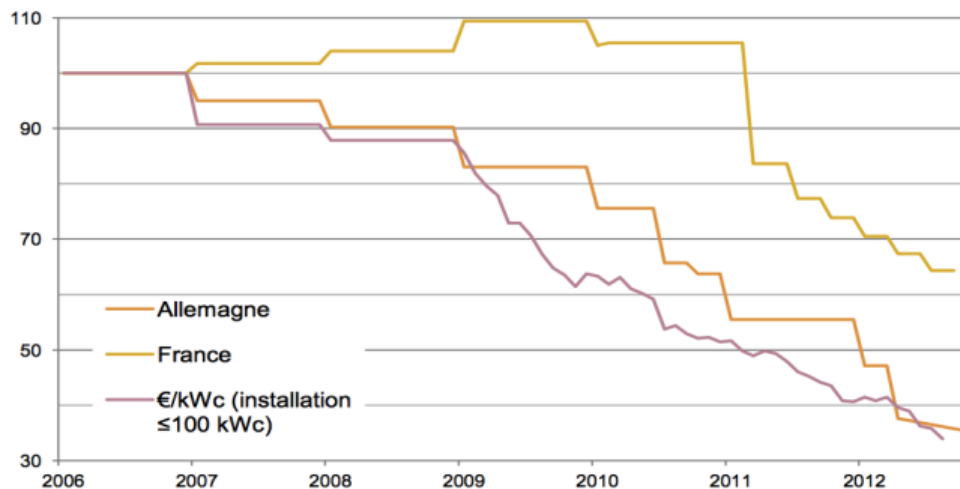
Le principe du tarif d'achat est d'assurer une rémunération juste des investissements des différents types d'installations, pour conduire à terme à leur compétitivité. Le potentiel de baisse des coûts justifie le principe des tarifs d'achat mais dont l'objectif est précisément de favoriser le développement d'une technologie pour lui permettre d'atteindre la compétitivité. Or les tarifs d'achat du photovoltaïque ont été fixés en 2006 à des niveaux trop élevés, bien au-delà de ce qui était nécessaire pour assurer ce développement, et ils étaient, qui plus est, assortis d'une indexation à la hausse pour tenir compte de l'inflation, comme si le coût du photovoltaïque ne devait jamais baisser alors que l'on observe depuis une vingtaine d'années une baisse située entre 10 et 30 % par an...

Ce qui devait arriver est arrivé : en quelques années à peine, les extraordinaires progrès de l'industrie ont fortement fait baisser les prix des équipements, entraînant un découplage complet entre le coût de plus en plus bas des installations et le niveau du tarif d'achat toujours plus élevé (voir graphique page suivante comparant l'évolution des tarifs d'achat en France et en Allemagne avec celle du prix des installations solaires). Le photovoltaïque est ainsi devenu contre son gré un pur produit financier, entraînant la fameuse « bulle spéculative » qui a elle-même conduit fin 2011 à un violent coup de frein sous la forme d'un « moratoire », c'est-à-dire la suspension du système pendant plusieurs mois suivie par une forte baisse des tarifs tout aussi radicale que le niveau des tarifs pré-existants était injustifié.

Ces erreurs manifestes de pilotage de la filière photovoltaïque ont eu des conséquences dramatiques pour de nombreuses PME avec à la clé la suppression de 15 000 emplois, mais aussi pour les charges de service public qui ont fortement augmenté, pour un intérêt très faible : peu de production et une filière prometteuse stoppée en plein envol...

Si le pilotage de la politique de soutien au photovoltaïque a clairement posé problème, le principe des tarifs d'achat ne peut en rien être critiqué. Les exemples de la filière éolienne en France ou du développement du photovoltaïque en Allemagne, le prouvent, grâce à un

meilleur contrôle par une politique d'ajustement tarifaire continue conjointe à un fort niveau d'équipement. Par ailleurs le système de tarif d'achat dans l'éolien n'a pas été à l'origine d'une bulle équivalente à celle du solaire.



Evolution des tarifs d'achat PV et du coût des installations (référence 2006 = 100) – Graphique L. Bergmann / CLER

Un développement harmonieux de l'électricité renouvelable exige que l'État soit en capacité de piloter en finesse une évolution des tarifs qui permette aux entreprises d'adapter leur stratégie sur la base d'une vision de moyen terme.

3. Quel système de soutien pour l'avenir ?

Les solutions proposées sont au nombre de 4 pouvant parfois co-exister, se combiner et permettre des variantes :

- Appel d'offres
- Quotas
- Tarifs d'achat
- Prix de marché + primes (ex-ante, ex-post)

3.1 Rejeter les systèmes de quotas et d'appel d'offres

Les **systèmes de quotas** consistent à imposer aux fournisseurs d'énergie une part d'électricité d'origine renouvelable dans leur offre. S'ils n'y parviennent pas par leurs propres moyens, ils devront acheter des certificats excédentaires auprès des autres fournisseurs ou s'acquitter d'une pénalité libératoire. Mis en place dans plusieurs pays (Royaume-Uni, Belgique...), ils ont montré plusieurs défauts majeurs :

- l'incertitude sur le montant du certificat génère un risque qui tend à concentrer le marché dans les mains de quelques acteurs, au contraire du principe de démocratisation de l'énergie.
- l'incertitude contribue également à faire monter le prix global « électricité + certificat », au-delà de ce que permet un système de tarifs d'achat garantis car les

producteurs d'électricité renouvelable et leurs financeurs réclament une prime de risque importante.

- les travaux académiques montrent une moindre efficacité du dispositif de tout point de vue : coût, visibilité, sensibilité aux risques. En particulier, en cas de « bonne surprise » sur les coûts des renouvelables, il est souhaitable que la part de ces dernières augmente, et vice versa en cas de « mauvaise surprise » (coût plus élevé que prévu). Primes et tarifs d'achat permettent automatiquement une telle évolution, mais pas le système de quotas. Une simulation sur les Etats-Unis montre que pour cette raison, en cas de variation de 20% du coût des renouvelables par rapport aux prévisions (à la hausse ou à la baisse), un système de quotas génère un surcoût de plus d'un milliard de dollars par an par rapport à un tarif d'achat ou une prime fixe¹².

Pour ces différentes raisons, nous considérons qu'un système de quotas ne doit pas être retenu.

3.2 Limiter les appels d'offres à quelques cas particuliers

Les **appels d'offres**, par leurs nombreux échecs en France notamment ont montré leur inefficacité à impulser des projets issus d'acteurs variés, adaptés aux territoires et au meilleur prix :

- pour être retenus, beaucoup de projets se sont positionnés trop bas et n'ont jamais été construits (appels d'offre biomasse 1 & 2, eole 2005, éolien off-shore 2004,...).
- à l'inverse, des appels d'offre fructueux conduisent très souvent à des prix plus élevés que ce que permettrait le tarif d'achat. C'est le cas par exemple des appels d'offre photovoltaïques pour les installations de moins de 250 kW. Les prix auxquels ont été retenues les offres sur les 4 derniers appels d'offre (2012 / 2013) ont été compris entre 194 et 231 €/MWh, soit à chaque fois 8 à 14 % plus cher que les tarifs d'achat pour des installations pourtant plus petites (36 kW et 100 kW) !
- Le rythme imposé par les appels d'offres est souvent déconnecté de la vie du projet. Dans le cas du photovoltaïque intégré au bâtiment par exemple, il est difficile de prendre en compte les contraintes et incertitudes liées aux appels d'offres dans les autorisations et la construction du bâtiment. De même pour des projets requérant un travail d'intégration territoriale ou des études d'impact environnemental : il est difficile de réaliser toutes les études avant la soumission de l'offre du fait de l'incertitude et de la confidentialité du projet. Mais il n'est plus possible de le faire évoluer en fonction des avis des acteurs locaux ou des conclusions des études environnementales après que l'offre eût été acceptée...
- Par ailleurs ce mode de sélection des projets ne répond pas aux critiques faites au système actuel : les offres retenues font l'objet d'un contrat similaire aux installations bénéficiant de l'obligation d'achat. La principale vertu qui lui est prêtée est d'empêcher tout effet d'emballement comme cela s'est produit avec le photovoltaïque entre 2009 et 2011. Mais ce risque peut être maîtrisé si le pilotage du dispositif s'appuie sur une solide expertise. On peut de toute façon considérer ce

¹² Robert Marschinski & Philippe Quirion, Tradable Renewable Quota vs. Feed-In Tariff vs. Feed-In Premium under Uncertainty, Contribution pour la Journée thématique de la FAERE sur la Transition Énergétique, Le Havre, 27 et 28 mars 2014.

risque le considérer comme nul aujourd'hui car aucun tarif n'est suffisamment élevé et aucune technologie n'a de potentiel de baisse de coûts si rapide qu'elle produirait un emballement indésirable.

- Ce système est largement inadapté aux projets portés par des collectivités ou groupements associant les citoyens. Il peut même aller à l'encontre de politiques régionales ou locales comme ce fut le cas pour les appels d'offres biomasse.

Les appels d'offres doivent donc être proscrits pour un bon développement des énergies renouvelables électriques en France, à l'éventuelle exception de projets très spécifiques ou d'appels à manifestation d'intérêt pour les projets ou filières innovants pour lesquels les coûts sont trop incertains.

3.3 Maintenir et améliorer le système des tarifs d'achat !

Le système d'**obligation d'achat** à des tarifs fixés par arrêtés, assorti d'un pilotage éclairé précis est et reste le moyen le plus efficace pour développer les énergies renouvelables électriques au meilleur coût tout en favorisant une logique de réappropriation de l'énergie par les acteurs des territoires. Ceci n'interdit pas, bien au contraire, de chercher à en améliorer l'efficacité par un certain nombre d'aménagements.

Le développement de la 2ème partie de ce document montre que les errements du système électrique européen sont bien souvent attribués à tort aux tarifs d'achat : correctement pilotés ils représentent le système le plus sûr tant du point de vue du producteur (faible risque) que des consommateurs (maîtrise du coût de l'électricité et de la compensation, possibilité de devenir producteur) et de la société dans son ensemble (production à faible coût par la minimisation du risque)

Une meilleure coopération entre les producteurs d'électricité renouvelable variable et les gestionnaires des réseaux serait certes souhaitable afin de faciliter le travail de ces derniers. Mais vouloir intégrer l'équilibrage du réseau, la gestion de la demande, ou le stockage à l'échelle de chaque producteur serait parfaitement inadapté.

Cela ne signifie pas qu'aucun ajustement n'est nécessaire pour optimiser la place des énergies renouvelables dans le système électrique en général et dans le fonctionnement de l'obligation d'achat en particulier (voir partie 4).

3.4 Si un système d'intégration au marché avec prime devait être mis en place...

Cela serait regrettable car moins efficace et plus cher qu'un système de tarif d'achat du fait du risque supplémentaire qu'il induit pour le producteur. Comme expliqué plus haut, les EnR ne sont pas les principales responsables du dysfonctionnement du marché de l'électricité européen. Intégrer les producteurs EnR à ce marché serait extrêmement risqué tant que son fonctionnement à moyen terme n'est pas clarifié. Il faudrait absolument être vigilant sur les points suivants :

- **Pas de prime fixe** (prime ex-ante) s'ajoutant à un prix de marché variable. Cela ferait peser un risque important pour l'exploitant, entraînant d'une part un surcoût de l'électricité produite¹³, réservant d'autre part le marché des énergies

¹³ De récents travaux ont montré qu'un tarif d'achat correspondant à une aide de 21 €/MWh équivaut à la même incitation qu'une prime fixe de 27 €/MWh dans le cas du Danemark. Analyse économique des mécanismes possibles de couplage du marché carbone européen avec les pays émergents, Claire Gavard, Analyse économique des mécanismes possibles de couplage du marché carbone européen avec les pays émergents, thèse de doctorat, Université Paris I, 2013

renouvelables à des acteurs pouvant se permettre ce risque du fait de leur surface financière ou de leur portefeuille d'activités dans les filières non-renouvelables. Cela exclurait de fait les projets citoyens, les collectivités ou les opérateurs agissant uniquement dans le secteur des énergies renouvelables. Il y aurait là un paradoxe à avantager les producteurs continuant à produire à partir de sources non renouvelables.

- **Différenciation de la prime par moyen de production** : comme cela se fait avec le tarif d'achat, le dispositif doit permettre un pilotage fin conduisant à soutenir toutes les technologies du bouquet renouvelable, de manière juste (c'est-à-dire suffisante et sans sur-rémunération)
- Mettre en place le système dans un **horizon de temps suffisamment long** pour le co-construire, de façon à s'assurer que les financeurs des projets ont toute confiance dans le dispositif. Il faut bien avoir à l'esprit que les systèmes équivalents mis en place dans d'autres pays ne sont pas forcément transposables, le marché de l'électricité français étant très peu fluide.
- Prévoir la possibilité pour les producteurs de conclure des contrats de gré à gré avec des fournisseurs d'électricité afin de permettre des circuits courts de l'énergie.
- Mettre en place une période de **co-habitation des deux systèmes**, comme le fait l'Allemagne où les producteurs peuvent passer d'un système marché + prime au système de tarif d'achat d'un mois sur l'autre. Si l'on constate que les opérateurs d'une certaine taille (majorité de l'éolien, minorité du PV) font le choix du dispositif de marché + prime, c'est que l'ensemble des rémunérations est supérieur pour eux. Il n'est pas certain que ce soit optimal pour la collectivité.
- **Maintenir le principe d'obligation d'achat en-dessous d'une certaine puissance (< 5MW)** pour permettre à des producteurs non professionnels de ne pas baser leur projet sur un système de marché + prime qui nécessitera des agrégateurs et donc des coûts intermédiaires supplémentaires la prime, bien que calculée ex-post sur la base des prix de marché, doit être versée mois par mois pour éviter les problèmes de trésorerie.

3.5 Contribution des renouvelables à l'équilibre du réseau

Qu'elles soient intégrées ou non au marché, les énergies renouvelables peuvent contribuer pour partie à l'équilibrage du réseau et aux services système par différents moyens :

- Certains moyens de production renouvelable ont la capacité de faire varier leur production en fonction de la demande (certaines centrales biomasse ou biogaz, centrales hydroélectriques)
- Périmètre d'équilibre : pour améliorer la qualité de leurs prévisions et responsabiliser les producteurs renouvelables, il peut être demandé aux producteurs de prévoir chacun la production de leur centrale. Cela se ferait dans un cadre initial qui rémunère les bonnes prévisions, sans faire peser de risque de pénalisation excessive. Cela ne doit pas aller jusqu'à la gestion du périmètre d'équilibre qui n'a de sens que pour des acteurs pouvant « foisonner ». Cela peut

- concerner tant les exploitants de centrales de production variables que les productions continues ou dispatchables.
- Participation au mécanisme d'ajustement : le gestionnaire du réseau de transport d'électricité a mis en place un système de réserve pour assurer l'équilibre du réseau. Les réserves peuvent solliciter de la hausse ou de la baisse de production. La plupart des moyens de production renouvelable peuvent contribuer à l'équilibrage par des réductions de leur production.
 - L'électricité photovoltaïque a la particularité de présenter une puissance maximale dite puissance crête, très rarement atteinte. Des systèmes de bridage de la puissance à 80 % ou d'intervention de l'opérateur en charge de l'équilibre du réseau pour limiter en cas de besoin (maintien de la tension en-dessous d'une valeur-cible) la puissance injectée jusqu'à 50 % de puissance maximale améliorerait la flexibilité du réseau sans entamer significativement la production des exploitants (limiter à 80 % de la puissance crête ne diminue la production annuelle que de quelques %, et de moins de 10% si la limitation est à 50%).
 - Déconnexion ou suspension du tarif lors d'épisodes exceptionnels comme les prix négatifs de l'électricité. Une mesure de ce type devra être parfaitement encadrée et soit être limitée à des périodes très courtes, soit donner lieu à compensation du producteur pour les pertes occasionnées.

4. Optimisation du système des tarifs d'achat

4.1 Ouvrir le dispositif : pouvoir changer d'acheteur obligé et permettre la création d'offres vertes

Comme c'est déjà le cas pour l'injection de biogaz dans le réseau, les fournisseurs alternatifs aux opérateurs historiques doivent avoir la possibilité d'établir des contrats d'achat d'électricité renouvelable et être compensés au même titre qu'EDF et les ELD.

Les offres d'électricité vertes contractées volontairement pour répondre à l'attente de certains consommateurs doivent être rendues possibles et permettre de soulager la CSPE. Aujourd'hui, pour proposer une offre verte, les fournisseurs d'électricité doivent s'approvisionner auprès de producteurs hors contrats d'achat (installations anciennes amorties, sites à l'étranger,...). En effet, lorsqu'un producteur vend son électricité sous le régime de l'obligation d'achat, la « valeur verte » (garantie d'origine) est transférée à l'acheteur (EDF ou ELD). Si celui-ci souhaite la valoriser pour créer une offre d'électricité verte, il devra déduire la totalité des recettes qu'il en retire de la compensation que lui versera la CSPE. Ceci est très dissuasif. Les offres d'électricité verte des fournisseurs opérant en France ne contribuent donc en rien à développer l'électricité renouvelable dans notre pays, car elles ne financent que des installations étrangères ou amorties, souvent les deux, gaspillant en cela l'argent des consommateurs qui croient à tort faire un geste pour l'environnement ou contribuer à la transition énergétique.

En partageant la valorisation de l'électricité verte entre la collectivité qui la finance *via* la CSPE et les fournisseurs qui la commercialisent, ces derniers seraient encouragés à proposer de telles offres et contribueraient ainsi à alléger la CSPE. Les consommateurs y gagneraient également en ayant la possibilité de bénéficier d'offres d'électricité « réellement verte ».

L'obligation d'achat doit donc soit être ouverte à tous les fournisseurs d'électricité, soit transférée à un opérateur neutre, n'agissant pas directement sur le marché de l'électricité (RTE ou un opérateur *ad hoc*).

Dans le premier cas, Il devra être permis de conclure des contrats de gré à gré entre les producteurs et les fournisseurs afin que ces derniers puissent constituer des offres vertes. Ainsi, comme dans le dispositif du biogaz, les fournisseurs pourraient se voir soumis à l'obligation d'achat et un ou plusieurs acheteurs de dernier recours seraient désignés. RTE pourrait être un de ces acheteurs de dernier recours. Une telle ouverture permettrait l'émergence de « circuits-courts » rapprochant producteurs et consommateurs, à l'heure où les projets citoyens se développent.

Cela imposerait également aux fournisseurs alternatifs de participer aux missions de service public comme ils le font dans le domaine de la vente de gaz naturel et le feront courant 2014 sur la fourniture d'électricité au Tarif première nécessité (loi du 15 avril 2013, dite « Brottes »).

Quel que soit le modèle choisi, la question de savoir s'il est nécessaire ou pas de notifier auprès de la Commission européenne le dispositif au titre des aides d'État ou non devra être posée suffisamment en amont pour éviter toute mauvaise surprise.

Afin d'optimiser encore le dispositif, un système de concurrence complémentaire sur l'aval pourrait être envisagé. Une telle évolution devrait naturellement être auparavant étudiée en profondeur.

Si la mise en concurrence entre producteurs est inadaptée, une mise en concurrence entre fournisseurs ou opérateurs de marché pour l'accès à la production EnR pourrait être organisée. Cela éviterait le monopole de la production renouvelable et encouragerait les fournisseurs souhaitant accéder à la production renouvelable à le faire au plus bas coût pour la collectivité.

Si RTE est l'acheteur unique ou facilitateur, il pourrait mettre en vente aux enchères négatives la production. Si par exemple un contrat est signé à 85 €/MWh pour un parc éolien, RTE propose aux acteurs de marché d'acquiescer ce contrat à un montant de compensation démarrant à 85 € moins le prix de l'électricité estimé pour l'année à venir, par exemple $85 - 45 = 40$ €/MWh. Alors un fournisseur pourra se porter acquiesceur à ce montant puis un autre, par enchère négative, à un montant plus faible : 38 ou 35 €/MWh. C'est cette somme que rembourserait la CSPE au fournisseur alors que dans le système actuel ce serait forcément 40 €/MWh.

Il n'y a là pas de risque pour le producteur, car la concurrence s'exerce entre des acteurs avals. Les fournisseurs portent ainsi une partie du risque marché aujourd'hui intégralement assumé par les consommateurs qui paient la CSPE *in fine*. Les fournisseurs pourraient assurer aussi le périmètre d'équilibre ce qui est plus pertinent que de le faire porter sur les producteurs qui ne peuvent pas nécessairement faire foisonner leur production.

Si c'est un système marché + prime, alors c'est la prime qui est mise aux enchères. Elle est ex-post pour les producteurs (i.e. calculée sur la différence réelle entre coût de production de la cohorte et prix de marché), elle est ex-ante pour le fournisseur (fixée avant de connaître le prix réel de l'électricité sur le marché). Il prend le risque marché, et déduit aussi de sa compensation une partie de la valorisation qu'il compte en faire en tant qu'électricité verte.

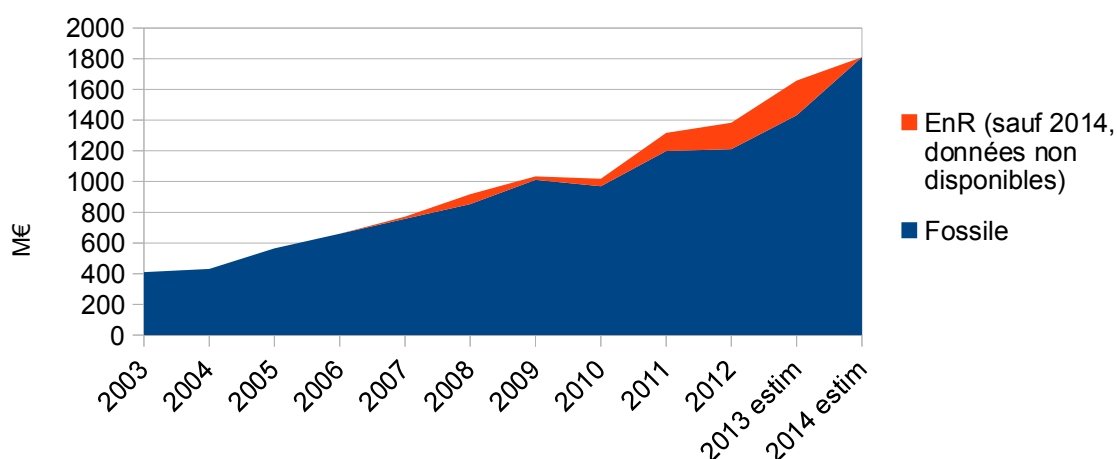
4.2 Utilisation rationnelle de la CSPE : accompagner les ZNI vers le 100 % EnR (ou presque)

La CSPE couvre, outre les contrats d'achat et les dispositions sociales, la péréquation tarifaire, c'est-à-dire les surcoûts de production dans les zones insulaires non interconnectées (ZNI) : Corse, DOM, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, Saint-Pierre et Miquelon et îles bretonnes des Glénans, Ouessant, Molène et Sein. Cela couvre aussi les coûts liés aux opérations de maîtrise de l'énergie ou des infrastructures de stockage (environ 2 %). Cela représente environ 30 % du montant total de la CSPE.

La péréquation tarifaire de l'électricité répond à un objectif d'égalité de traitement entre les consommateurs où qu'ils se trouvent sur le territoire national, y compris dans les zones îliennes non interconnectées au réseau électrique continental (on parle de « continuité territoriale »). Elle se justifie donc essentiellement par un principe de solidarité. Mais il est regrettable que depuis plus de dix ans, le coût réel élevé de la production et de la distribution d'électricité dans ces zones, camouflé par la péréquation, n'ait pas été le déclencheur de politiques ambitieuses visant à mettre en œuvre une transition énergétique des fossiles vers les énergies renouvelables et la maîtrise de l'énergie. C'est notamment le cas de l'électricité d'origine fossile produite pour un montant de plus de 200 €/MWh¹⁴, alors que les territoires îliens pourraient être de formidables laboratoires de la transition énergétique. Le coût annuel de la péréquation est passé d'environ 300 millions d'euros par an en 2003 à 1,8 milliard d'euros estimés pour 2014, pour un montant cumulé d'environ 12 milliards d'euros sur 11 ans. Cela sans que la compensation de la hausse de cette charge soit conditionnée à une transition vers un système électrique qui s'affranchirait à terme des énergies fossiles : en 2013, les EnR ne représentaient toujours que 14 % de cette dépense.

Dépenses annuelles pour la péréquation tarifaire électrique dans les ZNI (M€) (Source CRE)

Attention, la répartition EnR / fossile n'est pas disponible pour 2014



Les territoires îliens, conscients de l'importance de ces enjeux, ont, pour la plupart, entamé ces dernières années des mutations profondes et se sont dotés de politiques énergétiques ambitieuses, notamment par l'impulsion de la loi Grenelle qui prévoit dans son article 56

¹⁴ Voir Cler infos n°91 page 10

que l'outre-mer doit « parvenir à l'autonomie énergétique, en atteignant, dès 2020, un objectif de 30 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale à Mayotte et de 50 % au minimum dans les autres collectivités ; développer les technologies de stockage de l'énergie et de gestion du réseau pour augmenter la part de la production d'énergie renouvelable intermittente afin de conforter l'autonomie énergétique des collectivités territoriales d'outre-mer ; développer, pour la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique et La Réunion, des programmes exemplaires, spécifiques pour chacune d'elles, visant à terme l'autonomie énergétique, à l'horizon 2030 » .

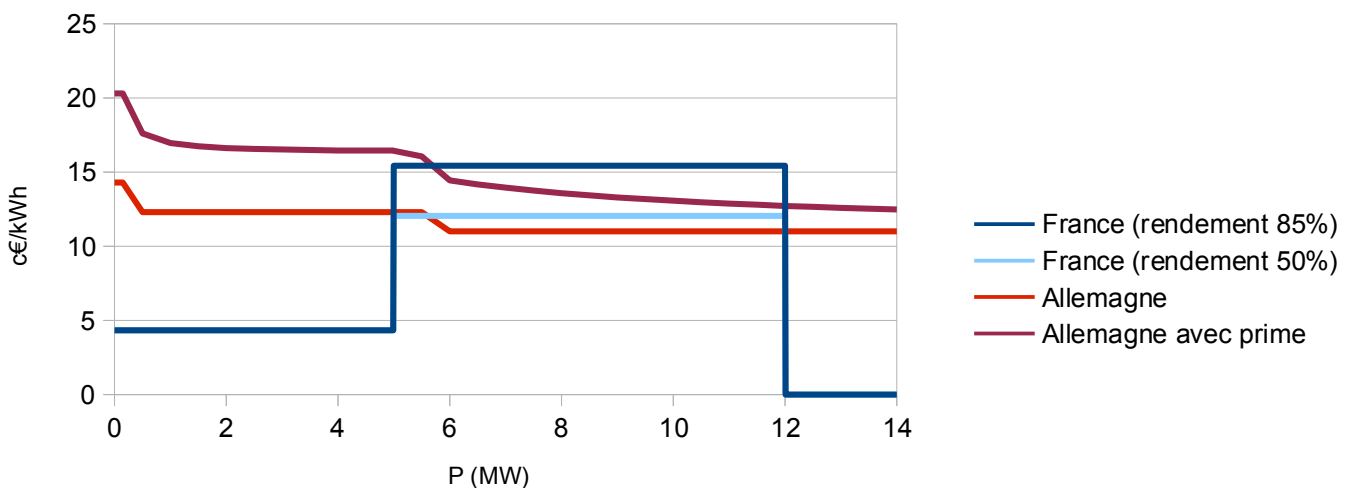
Pourtant aujourd'hui beaucoup de territoires iliens se trouvent confrontés à des barrières et aux blocages répétés du gestionnaire électrique EDF SEI. L'opérateur a aujourd'hui, par le système de compensation par la CSPE, tout intérêt à ce que la consommation d'électricité fioul continue de croître. Certains blocages réglementaires doivent être levés (limites des 30 % de capacité variable sans tenir compte des territoires, aménagement de la loi littoral, taux de rentabilité fixé par décret...), des instructions claires doivent imposer la « bonne volonté » à EDF SEI. Enfin les collectivités constatant le refus de coopérer de l'opérateur doivent pouvoir reprendre tout ou partie de ses compétences dans les mêmes conditions de financements par la CSPE. Les collectivités doivent alors pouvoir gérer si elles le souhaitent la production et la distribution d'électricité et bénéficier alors du TURPE et de la CSPE.

4.3 Simplifier et faire baisser les coûts

- Création d'un tarif d'achat pour le photovoltaïque surimposé qui évitera des désordres dans le bâtiment, fera significativement baisser les coûts des installations et permettra donc de baisser le niveau du tarif d'achat.
- Régionalisation du tarif PV : pour optimiser le soutien au photovoltaïque, les tarifs pourraient être ajustés en fonction des régions, départements ou codes postaux. Cela permettrait une rémunération plus juste et plus fine des différents projets (plus haute dans le nord et plus basse dans le sud), en compensant sans l'annuler l'ensoleillement supérieur reçu par certaines régions.
- De même sur l'éolien, le tarif doit être revu pour favoriser le développement de parcs sur les zones moyennement ventées et en même temps permettre le développement des machines de nouvelle génération très sensibles au vent. Pour éviter la concentration des projets sur les sites les plus ventés, une baisse du tarif d'achat était prévue au-delà d'un certain nombre d'heures de fonctionnement en équivalent pleine puissance (2400 h). Mais ce dispositif est aujourd'hui inadapté à l'émergence des machines destinées aux faibles vents (IEC III). Elles permettent pourtant une meilleure répartition des parcs sur le territoire national par l'élargissement du choix des sites et des facteurs de charge plus élevés qui augmentent la production par machine installée et la prédictibilité de la production. L'indicateur déclenchant une dégressivité du tarif ne devrait plus être le nombre d'heure de fonctionnement mais plutôt la production d'énergie par surface balayée par kWh/m².an., favorisant ainsi les vents faibles.¹⁵

¹⁵ 2014: The Year When the Silent Onshore Wind Power Revolution Became Universal and Visible to All?, <http://bit.ly/weakwind>, Bernard Chabot

- Mettre en place un fonds de financement donnant accès à d'importants financements à bas taux. Les filières à fort CAPEX pourraient faire baisser leurs coûts de manière importante. En faisant baisser le coût du capital de 10 % à 5 % du montant d'un projet, le coût de l'électricité générée baisserait de 30 %¹⁶.
- **Le tarif d'achat biomasse doit s'ouvrir :** La France a dimensionné son tarif d'achat pour empêcher les installations d'une puissance inférieure à 5 MW (sauf pour les scieries utilisant l'énergie thermique dans leurs procédés). Le graphique ci-dessous montre bien les choix effectués des deux côtés du Rhin dans la conception des tarifs d'achat. Loin de correspondre à un objectif d'optimisation ou de rentabilité, ce choix conduit plutôt à un gaspillage de la chaleur. En effet, les appels à projets biomasse dits « CRE » conçoivent les installations à partir de leur production électrique, sans tenir compte du besoin en chaleur du site, ce qui conduit à une efficacité énergétique de 50% à 60 %. La situation bride aussi l'innovation comme le montre le projet de centrale cogénération à gazéification du Grand Lyon compromis par ce seuil incohérent. Sans même proposer un tarif avantageux pour les petites installations, la suppression du seuil divisant par 3 le niveau du tarif d'achat dès lors qu'une installation passe sous la barre des 5 MW, devrait être supprimée.



Tarifs d'achat comparés pour la biomasse solide

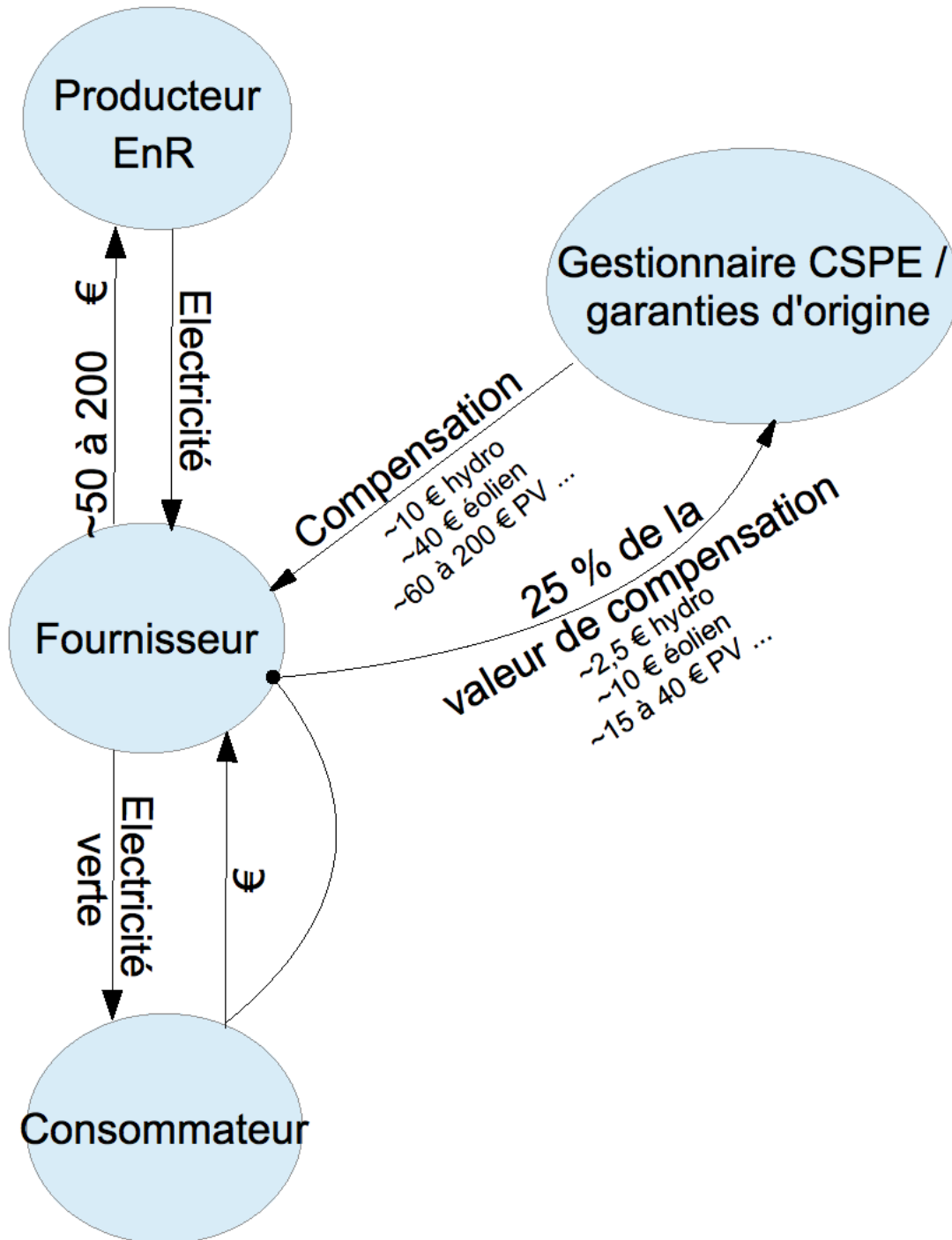
- **Agir sur la demande :** lorsqu'on évoque l'équilibrage du réseau électrique, il ne faut surtout pas oublier que la flexibilité de la demande est aussi importante que les services attendus de la part de l'offre. Cela requiert donc, de manière non exhaustive :
 - un programme de rénovation des bâtiments ambitieux prenant en compte les questions de pointe de consommation. Il doit conduire à des solutions évitant au maximum le chauffage électrique direct, principal responsable des pointes de consommation et de la sensibilité thermique de la France (2 300 MW/°C en hiver)
 - un programme d'effacement des consommations sous la responsabilité de

¹⁶ Transition énergétique : financer à moindre coût les énergies renouvelables, Terra Nova

- RTE conçu au bénéfice des consommateurs plutôt que financé par la CSPE.
- des règlements écoconception et étiquette énergie tirant le marché des appareils consommateurs d'électricité vers plus d'efficacité énergétique. La révision actuelle de ces deux directives européennes est une occasion de réclamer un cadre plus ambitieux.
 - Incitation à la maîtrise de la demande dans le TURPE.

4.4 Schémas de principe

Schéma des flux en système de tarif d'achat « ouvert »



4.5 Schéma de principe en système de marché + prime

