



## Compte-rendu de la réunion du 23 mai 2016

### Scénarios du futur

#### 1. Exposés

##### **L'intégration des énergies renouvelables dans le marché de l'électricité : réformes en cours**

Jacques PERCEBOIS, Professeur émérite à l'Université de Montpellier (CREDEN)

*La présentation pdf est disponible sur le site de la Fondation*

- Depuis 1996, le marché de l'électricité a fait l'objet de mesures de libéralisation, qui ont conduit à l'abandon des monopoles détenus par des producteurs nationaux au profit d'un mécanisme de marché.
- Une surcapacité est apparue au niveau de la production, liée notamment à la stagnation de la demande liée à la crise, mais aussi à l'injection massive d'électricité renouvelable payée hors marché, provoquant une chute des prix de gros..
- Trois types de solutions sont envisagés : remplacement des tarifs d'achat garantis (FIT feed-in tariffs) par des primes (FIP feed-in premiums) ou un mécanisme d'enchères, mise en place d'un marché de capacité et instauration d'un prix plancher de carbone.
- La loi de transition énergétique fixe des objectifs ambitieux, mais parfois difficiles à concilier.
- En 2016, le coût du soutien aux renouvelables atteint 4,7 Milliards d'Euros en France et 22,9 Milliards d'Euros en Allemagne.
- Le prix de détail de l'électricité pour les consommateurs domestiques est passé en moyenne de 174,6 Euros/MWh à 224,9 Euros/MWh.
- En Allemagne, le mécanisme du FIP se substitue au mécanisme du FIT pour limiter les effets pervers mentionnés.
- La tarification ATR actuelle ne rémunère pas correctement la puissance. Ce problème risque d'être aggravé si on favorise l'autoconsommation d'électricité PV.
- Différents mécanismes de capacité sont envisageables : réserve stratégique, paiement de capacité, marché de capacité centralisé, marché de capacité décentralisé. Le marché de capacité décentralisé est le système prévu en France.

##### **Résultats de l'étude : un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyse et optimisations**

David MARCHAL, ADEME

*La présentation pdf est disponible sur le site de la Fondation*

- L'étude a exploré les limites du développement des énergies renouvelables dans le mix énergétique métropolitain à l'horizon 2050. Il ne s'agit pas d'un scénario, dans la mesure où le passage du système actuel à un tel système n'a pas été étudié.



- L'étude va au-delà des scénarios « Visions énergie 2030-2050 » de l'ADEME, qui ont considéré des objectifs compatibles avec la loi de transition énergétique (facteur 4 en 2050 ainsi qu'une division par 2 de la consommation d'énergie), en retenant trois hypothèses sur la part du nucléaire dans la génération d'électricité (50%, 25% et 18%). L'étude reprend le cadrage général des « Visions énergie 2050 », notamment le niveau de demande, compatible avec les objectifs de la LTECV
- Pour s'adapter à la variabilité de la production EnR, l'étude optimise les capacités installées région par région (en EnR, stockage et réseau) et optimise également le dispatch heure par heure du solaire, de l'éolien, de l'hydraulique et du stockage.
- La demande a été fixée à 420 TWh et la pointe de puissance à 96 GW. Il s'agit d'un niveau de demande en baisse, mais supposant néanmoins de nouveaux usages de l'électricité.
- Une quinzaine de filières EnR ont été modélisées, sur une base régionale, via une approche cartographique. Selon les contraintes, plusieurs mix optimaux ont été identifiés. Le solaire photovoltaïque et l'éolien assurent la plus grande part de la fourniture d'électricité.
- Le mix a été optimisé pour chaque région en fonction du LCOE, du coût du réseau et du profil de production. Différentes analyses de sensibilité ont été effectuées autour d'un cas de référence.
- Trois technologies de stockage (court terme : batteries, hebdomadaire : STEPs, intersaisonnier : power to gas to power) ont été retenues. Dans le cas de référence, le stockage intersaisonnier permet de déplacer 19 TWh d'électricité, soit 4% de la production annuelle.
- L'étude a mis en évidence pour accompagner une politique de développement des EnR l'importance de la maîtrise de la consommation d'énergie (MDE) & de la pointe (MDP), de la R&D pour abaisser les coûts, de l'acceptabilité sociale et du « signal prix », pour favoriser les technologies ayant les meilleurs profils pour le système.
- Il reste des points à approfondir (autonomie des zones non interconnectées, impact macro-économique, approche plus fine d'évaluation des coûts du réseau électrique de distribution, dynamique infra-horaire, ACV du mix électrique).

## 2. Discussion / Conclusions

### Investissements et financement des renouvelables

- Les renouvelables demandant un effort important d'investissement, le taux d'actualisation joue un rôle important dans le bilan économique. Le taux d'actualisation pris dans l'étude ADEME est de 5,25%. On pourrait envisager un taux nettement inférieur, ce qui est le cas dans une des variantes étudiées
- Les coûts pris en compte pour les renouvelables sont des coûts futurs et il existe des incertitudes importantes sur ces coûts.
- L'évaluation du niveau des investissements requis pour certaines filières telles que l'éolien en mer ou le stockage reste difficile, en raison d'un manque de recul.
- Le niveau des investissements requis en matière d'efficacité énergétique reste également incertain, compte-tenu de l'augmentation du niveau d'investissement par unité d'énergie économisée lorsque l'efficacité énergétique augmente.



### **Compensation des intermittences**

- Pour pallier l'intermittence, il est possible de recourir à quatre types de solutions : back-up par biomasse (dont le gisement est faible), réseaux, effacement et stockage (dont le stockage intersaisonnier, recourant à du gaz de synthèse). Dans les variantes <100% EnR, le recours à un backup fossile est possible.
- La possibilité d'échange avec les pays limitrophes constitue un important facteur de flexibilité. Les mix européens sont toutefois 80% EnR eux aussi et des historiques de météo réels et corrélés au cas français sont pris en compte. Notons également que chaque MWh importé est compensé par un MWh EnR exporté à un autre moment. En outre, les capacités des interconnexions sont fixes (au niveau de celles retenues dans le scénario RTE Nouveau Mix pour 2030) L'analyse réalisée par l'ADEME montre que malgré le recours à cette Il est possible d'organiser ces échanges de façon à obtenir un effet globalement positif au niveau européen.
- Le recours à la biomasse peut faciliter la compensation des intermittences. L'ADEME a toutefois privilégié les applications de la biomasse en production majoritairement sous forme de chaleur. .
- Il paraît intéressant de développer les utilisations du biogaz en production d'électricité ou en cogénération.
- Des ruptures technologiques sont possibles dans le domaine du stockage.
- Des incertitudes demeurent concernant le potentiel d'application des actions d'effacement de pointes. Par prudence, l'ADEME n'a ainsi pas pris en compte le gisement d'effacement industriel.

### **Politiques de soutien des énergies renouvelables**

- Le maître d'ouvrage doit parvenir à maîtriser une réglementation thermique qui devient complexe. Actuellement, on observe que les gros bailleurs tendent à se désintéresser de la problématique EnR.
- L'hypothèse d'une diminution de la demande d'électricité risque de ne pas se vérifier, compte-tenu des nouveaux usages de l'électricité. Dans l'étude qui a été menée par l'ADEME, il a été admis que la demande d'électricité passerait de 480 MWh à 420 MWh, c'est-à-dire un facteur de réduction beaucoup plus faible que le facteur 2 admis globalement pour la demande d'énergie.
- Il est nécessaire d'intégrer une vision industrielle concernant les futurs débouchés des énergies renouvelables.
- Il est difficile d'anticiper les baisses de coûts. L'introduction de tarifs d'achat à des niveaux fixés a créé dans certains cas des situations de rente.
- Les différents mécanismes d'incitation (tarifs d'achat, primes, certificats verts, taxe carbone) présentent des avantages différents et peuvent être plus ou moins bien adaptés à une situation donnée.
- Le Royaume-Uni mène une politique intéressante en diversifiant les options (nucléaire et renouvelables) et en introduisant un prix plancher du carbone qui décourage l'utilisation du charbon pour la production d'électricité.