



ETUDE ADEME 100% ENR EN 2050

RESUME ET PRISE DE POSITION

Version: 1.0

Auteur:	COMENER (wrosenberg, marcjed)	Date:	12/05/2015
Fichier:	150423_comener_etude-100%-EnR_v1-0.docx	État :	Projet

© **Europe Ecologie – Les Verts 2015**

Commission énergie
6 bis rue du Chaudron, 75010 Paris
Téléphone: +33-1 53 19 53 19
<http://energie.eelv.fr/>

GESTION DES VERSIONS

Version	Date	Modifié par	Commentaire
1.0	12/05/2015	COMENER	Première version publique

Références :

1) Rapport Ademe

http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/rapport100enr_comite.pdf

2) Article Mediapart

<http://www.mediapart.fr/journal/france/080415/energie-le-rapport-cache-sur-une-france-100-renouvelable>

3) Analyse Négawatt

http://www.negawatt.org/telechargement/Docs/150416_NoteAnalyse_EtudeADEME-100pour100-EnR.pdf

TABLE DES MATIERES

1. Introduction	4
2. Méthodologie	4
3. Résultats	6
3.1 Le gisement des EnR en France	6
3.2 Le système de référence	6
3.3 Quelques variantes	6
3.3.1 Composition du mix énergétique.....	6
3.3.1.1 Mix énergétique	6
3.3.1.2 Importance des éoliennes de nouvelle génération (NG)	7
3.3.2 Importance d'un financement adapté.....	7
3.3.3 Acceptabilité sociale	7
3.3.4 Maîtrise de la demande	7
3.3.5 Variation de la part EnR.....	8
4. Conclusions politiques	9
5. Liste d'abréviations	10

I. INTRODUCTION

Le 8 avril 2015 Mediapart a publié un article intitulé «Energie : le rapport caché sur une France 100% renouvelable » concernant une étude de l'Ademe (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie), agence sous la tutelle des ministères de l'écologie et de la recherche. Cette étude examine en détail la possibilité d'un système électrique basé à 100% sur les énergies renouvelables (EnR) à l'horizon 2050.

Cette étude réalisée par un consortium de trois prestataires (Artelys, ARMINES-Persée et Energies Demain) est le résultat de 14 mois de travaux interdisciplinaires. Un comité scientifique constitué d'experts du domaine de l'énergie (RTE = la filiale de transport d'électricité d'EDF, AIE = Agence internationale de l'énergie, IDDRI = Institut du développement durable et des relations internationales de Science Po, Météo France, SRU, Total) a validé les méthodologies et vérifié les résultats, tandis qu'un « comité d'échange » élargi à de nombreux acteurs dont des opérateurs énergétiques, des experts indépendants, des PME, des ONG et des collectivités locales a pu suivre les travaux et en discuter les premiers résultats.

Initialement prévue à l'automne 2014, la publication de cette étude a été reportée une première fois au mois d'avril 2015 à l'occasion d'un colloque organisé par l'ADEME. Quelques semaines avant ce dernier, un nouveau report « à l'automne » a été annoncé, officiellement pour des besoins d'études complémentaires, mais on peut soupçonner que des pressions au niveau politique aient pu influencer cette décision. Mediapart a publié en même temps que son article une version non définitive, avec notamment un « résumé pour décideurs » non encore rédigé.

La conclusion essentielle qui ressort de ces travaux est que **ne rien nous empêche de migrer vers un système 100% EnR pour la production de l'électricité en France – et cela sans surcoût significatif comparé aux autres options étudiées à 95%, 80% et 40% d'EnR**. Si vous voulez en savoir plus, la Comener vous en présente un résumé ci-dessous.

2. METHODOLOGIE

Les calculs reposent sur les principes suivants :

- L'optimisation, pour la collectivité, des coûts d'investissement et de production du parc électrique ;
- L'équilibre offre-demande au pas horaire ;
- Le respect des contraintes techniques des moyens de production ;
- La considération des contraintes physiques des réseaux ;

La modélisation de l'équilibre offre-demande a été réalisée :

- Par région administrative avec la possibilité d'échange entre régions et avec les pays frontaliers ;
- A partir des données réelles concernant
 - Les phénomènes météorologiques sur la base d'une « moyenne » de 7 années représentatives;
 - Le comportement des moyens de production ;
 - Le comportement des consommateurs ;
- En prenant en compte des spécificités des différents
 - Filières EnR (par exemple, éolien terrestre, éolien en mer, photovoltaïque [PV] au sol, PV sur toitures, énergies hydrauliques, géothermie, énergies marines, biomasse, etc.) ;

- Modes de stockage (stockage de court-terme [batteries et ACAES = Adiabatic Compressed Air Energy Storage = stockage d'énergie sous forme d'air comprimé], stockage infra-hebdomadaire [STEP = station de transfert d'énergie par pompage], stockage inter-saisonnier [power to gas, gas to power]) ;
- Possibilités de pilotage de la demande.

3. RESULTATS

3.1 Le gisement des EnR en France

La France dispose d'un potentiel renouvelable considérable : le gisement des EnR (= potentiel de production) est trois fois (1268 TWh = TeraWatt-heure) la demande (estimé à 422 TWh, ce qui correspond à une baisse de la consommation de 14 % par rapport à aujourd'hui).

3.2 Le système de référence

L'étude décrit d'abord un système optimisé dans un contexte futur réaliste (le système de référence) et examine ensuite les conséquences des variations de ce contexte (les variantes). Le système de référence ne correspond pas nécessairement au mix le plus souhaitable, mais au mix économiquement optimal en 2050.

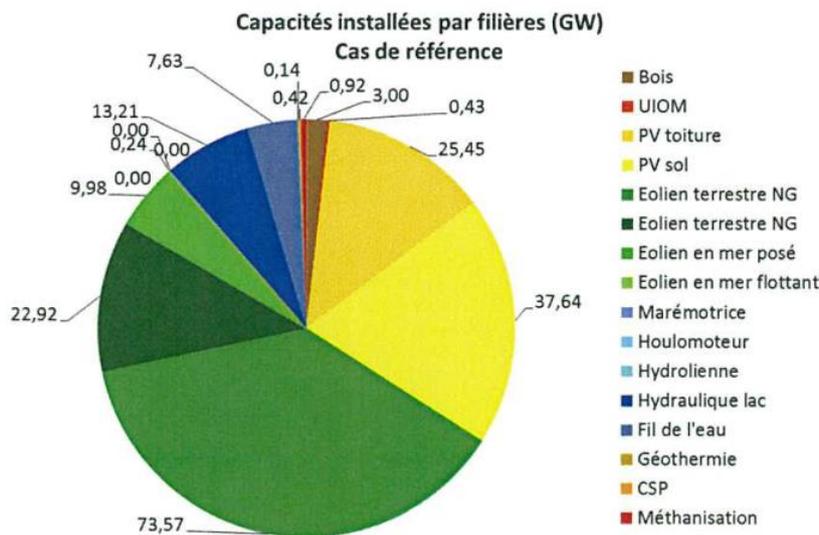


Image 1 Capacités installées du système de référence

La production se décompose en 63% d'éolien, 17% de PV, 13% d'hydraulique et 7% de thermique renouvelable (incluant la géothermie). Le coût moyen de l'énergie est estimé à **119 €/MWh** (hors taxes).

L'équilibre offre-demande est atteint à toute heure de l'année, même lors de phénomènes climatiques moins favorables (période sans vent, vague de froid historique, période sans soleil).

3.3 Quelques variantes

L'étude compare le système de référence avec des scénarios alternatifs. Nous présentons ci-après les résultats les plus significatifs.

3.3.1 Composition du mix énergétique

3.3.1.1 Mix énergétique

L'étude démontre la complémentarité entre solaire et éolien : **un parc électrique sans PV serait 4 % plus cher** avec un surcoût du remplacement du PV de 24 €/MWh et un surcoût annuel de stockage supplémentaire de 400 M€. La répartition entre filières au niveau national découle d'une grande diversité au niveau des régions qui exploitent chacune les gisements dont elle dispose qui sont

les plus rentables. Cette diversité constitue un facteur important de résilience du système électrique qui le rend moins sensible aux phénomènes météorologiques extrêmes.

3.3.1.2 Importance des éoliennes de nouvelle génération (NG)

Les éoliennes NG ont des pales et des rotors plus grands pour une puissance donnée. Ainsi elles démarrent plus vite, c.-à-d. à des vitesses de vent plus faibles, atteignent plus rapidement leur puissance nominale et rendent des sites moins ventés, non exploitables jusqu'à présent, rentables. En contrepartie, la vitesse de vent maximale est également réduite.

Leur nombre d'heures de fonctionnement à pleine puissance est ainsi augmenté, et elles s'intègrent plus facilement dans le système électrique.

Le mix optimisé sans éolien NG aura un surcoût d'un pourcent du coût total annuel du système électrique français par rapport au scénario de référence. Cette différence s'explique par

- Le facteur de charge réduit des éoliennes d'ancienne génération ;
- L'augmentation de la part du PV qui induit l'augmentation de la capacité de stockage de court terme et le renforcement du réseau.

3.3.2 Importance d'un financement adapté

Le système de référence admet un financement typique

- Répartition de l'investissement entre 20% de fonds propres et 80 % d'emprunt ;
- Taux global d'actualisation de 5,25 %.

Si la dette est rémunérée à un taux favorable de 1 % et les fonds propres à un taux de 6 %, le taux d'actualisation global se réduit à 2 % ($0,8 * 1 \% + 0,2 * 6 \%$).

Ce changement de taux d'actualisation à 2 % augmente la part du PV, réduit les renforcements nécessaires du réseau et **permet de réduire le coût total du mix électrique de 14%. Il est ainsi important de donner aux filières EnR accès à une dette à un taux favorable.**

3.3.3 Acceptabilité sociale

Deux filières EnR, les éoliennes terrestres et les centrales PV au sol, n'ont pas toujours bonne presse. L'argumentation n'est pas toujours objective et les informations ne sont pas toujours correctes, ce qui laisse supposer l'influence de certains lobbies opposés aux EnR.

Malheureusement cette situation a des conséquences négatives :

- Retard dans le développement des projets ;
- Augmentation du coût d'un système électrique basé sur les EnR.

Ce dernier point est abordé et chiffré dans l'étude : **le coût d'une moindre acceptabilité sociale est de 6% supérieur à celui du cas de référence.** Cette augmentation du coût est essentiellement imputable à la sollicitation de filières renouvelables plus chères. Ainsi **il est important de mettre fin à la propagande anti-EnR.**

3.3.4 Maîtrise de la demande

EELV soutient la combinaison sobriété – efficacité – énergies renouvelables. L'étude montre que cette combinaison est pertinente, car une faiblesse de la maîtrise de la consommation introduirait des coûts supplémentaires par MWh.

Le système de référence suppose une consommation annuelle d'électricité de 422 TWh, se basant sur le scénario de l'Ademe « Vision 2030-2050 ». Une variante moins favorable présente les caractéristiques suivantes :

- Augmentation de la demande de 21 %, soit 510 TWh ;
- Augmentation de la part thermosensible de 40 % ;
- Augmentation de la pointe de 96 à 134 GW.

Cette **variante énergivore**, résultant du maintien d'un taux élevé de chauffage électrique dans le bâtiment, se traduit par une hausse du coût annuel de fonctionnement du système électrique de 26 %, induisant une **augmentation de 5 % du coût de la fourniture énergétique (124 €/MWh)**.

3.3.5 Variation de la part EnR

L'étude compare le système de référence (100 % EnR) avec des systèmes électriques où la part des EnR est réduite à 95, 80 et 40 %.

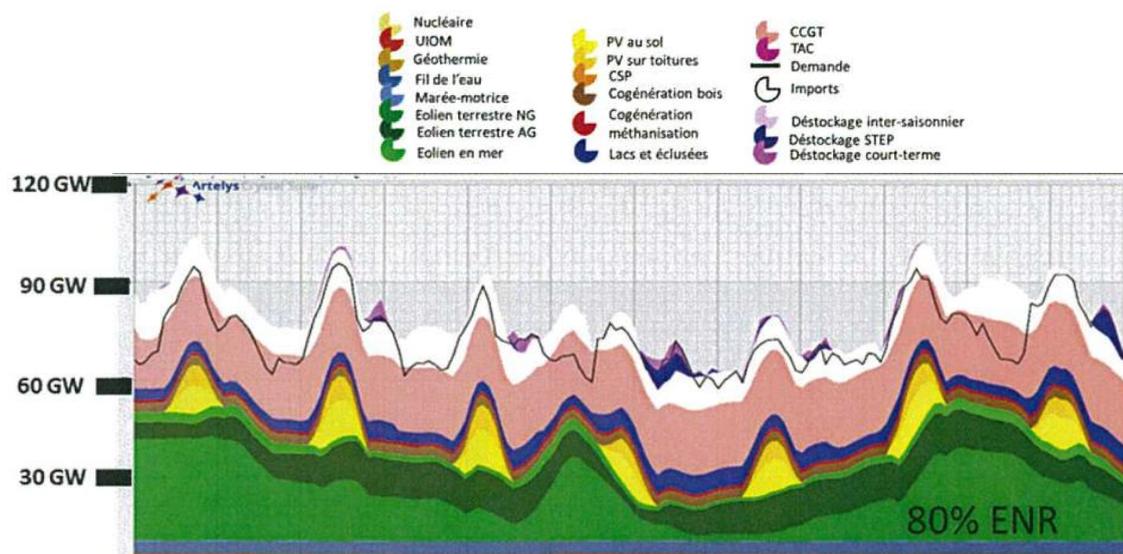
La production non renouvelable est assurée par trois filières:

- Nucléaire ;
- CCGT (combined cycle gas turbine= turbine gaz à cycle combiné) ;
- TAC (turbine à combustion).

La modélisation optimise les capacités installées de ces filières simultanément au reste du parc.

Le coût de production du nucléaire a été choisi à 80 €/MWh pour un taux de charge de 80 %, ce qui représente la fourchette basse de l'évaluation de la Cour des comptes et paraît plutôt favorable pour le nucléaire considérant qu'EDF demande pour l'EPR en Angleterre un tarif de 109 €/MWh sur 35 ans et que les coûts du nucléaire ont structurellement tendance à augmenter du fait des exigences croissantes de sécurité et de sûreté.

Le premier résultat de cette comparaison montre que **le coût de l'électricité issue d'un mix 100% EnR est du même ordre de grandeur que celle d'un mix 40% EnR**, les différences se situant dans la marge d'erreur.



Par ailleurs, il y a d'autres conclusions intéressantes :

- **Le recours au nucléaire n'est rentable qu'à partir de 20% de thermique à flamme (donc fossile) dans la production électrique. Ainsi le nucléaire zéro émetteur de CO₂ est une légende.**
- **Le nucléaire (base jaune dans le graphe ci-dessous) d'un mix 80 % EnR ne contribue quasiment pas à la sécurisation de l'approvisionnement en électricité pendant le passage d'une vague de froid début février.**

4. CONCLUSIONS POLITIQUES

Dans le contexte des décisions importantes à prendre avant l'été, entre autres la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), instaurée par la loi de transition énergétique, le report de la publication officielle de cette étude dont les résultats doivent de toute évidence être pris en compte en automne pose un réel problème.

La découverte pour certains (la confirmation pour EELV ...) que le scénario 100 % énergies renouvelables ne coûterait pas plus cher que le maintien du nucléaire à 50 % de la production électrique, seuil fixé par François Hollande pour 2025, justifierait un changement des orientations politiques prises actuellement, a minima l'ouverture d'un débat sur les sujets de la programmation de la fermeture des réacteurs vieillissants et sur l'après-2025.

Pour cette raison nous publions sur notre site l'étude, déjà diffusée par Mediapart, pour que chacune et chacun se fasse son opinion.

5. LISTE D'ABREVIATIONS

ACAES	Adiabatic Compressed Air Energy Storage = stockage d'énergie sous forme d'air comprimé
Ademe	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AIE	Agence internationale de l'énergie
CCGT	combined cycle gas turbine
EDF	Electricité de France
EnR	Energies renouvelables
EPR	European Pressurized (water) Reactor
GW	GigaWatt = 10^9 W
IDDR	Institut du développement durable et des relations internationales de Science Po
kWh	kiloWattheure = 10^3 Wh
MWh	MegaWattheure = 10^6 Wh
NG	Nouvelle génération
PV	Photovoltaïque
RTE	Réseau de Transport d'Electricité
STEP	station de transfert d'énergie par pompage
TAC	turbine à combustion
TWh	TeraWattheure = 10^{12} Wh