

6 décembre 2012

Les énergies renouvelables électrogènes : quel potentiel d'ici 2025/2030 ?

LE SCENARIO ADEME :

Son traitement du mix électrique est-il crédible dans le traitement de l'intermittence des sources renouvelables, son coût est-il acceptable, ses prévisions de la consommation sont-elles réalistes ?

*Hubert Flocard, Hervé Nifenecker, Jean Pierre Pervès*

**Résumé**

*Dans sa contribution à l'élaboration de visions énergétiques 2030-2050 l'ADEME propose un scénario de production d'électricité pour 2030. Elle prévoit de ramener à 32 GW la puissance nucléaire (soit une division par 2), et d'augmenter celle du parc des énergies renouvelables intermittentes (éolien et solaire photovoltaïque) à 79 GW, soit une multiplication par 7 par rapport à 2011. L'ADEME ne donne pas d'indications sur le coût d'une telle évolution et ne traite pas de la question de la gestion d'un parc intermittent aussi important.*

*« Sauvons le Climat » a tenté de remédier à ces carences en se basant, d'une part, sur une approche globale, et d'autre part, sur une simulation détaillée et réaliste de ce que seraient la production et la consommation en 2030, simulation qui respecte les valeurs globales de puissance et de production correspondant à la vision de l'ADEME.*

*En ce qui concerne les coûts d'investissement pour la seule réalisation du parc intermittent, ils s'élèveraient à 190 milliards d'euros. A cela devraient s'ajouter une part significative des 50 milliards d'euros prévus par RTE pour renforcer le réseau HT et l'adapter à la dispersion des parcs éoliens et des installations solaires, ainsi qu'un investissement notable dans le réseau de distribution de ERDF. En outre, ces investissements devraient être, selon l'ADEME, accompagnés d'une baisse de la consommation d'électricité de 21%, réclamant un considérable effort d'efficacité énergétique.*

*La production des énergies intermittentes et aléatoires est souvent décalée par rapport à la demande ; or, telle que prévue par l'ADEME, la puissance de réserve en gaz, qui pourrait compenser ce caractère fluctuant est insuffisante. En Europe les périodes de fortes production solaire sont, pratiquement, synchrones et celles de fortes productions éoliennes sont fortement corrélées. Le risque sera donc important d'avoir à recourir souvent à des importations massives de puissance (jusqu'à 40 GW), et donc, à des prix élevés quand il y a pénurie d'intermittentes, et à l'inverse, à recourir à des exportations à bas prix dans les périodes de fortes productions éolienne et/ou solaire. Les pertes correspondant à ces échanges défavorables sont estimées à 10 milliards d'euros par an en 2030.*

*Par ailleurs, l'arrêt de la moitié du parc nucléaire conduirait à une perte de recettes de 13 milliards d'euros par an, sans en tirer de bénéfice en terme de réduction des émissions de gaz à effet de serre, alors que c'est un des objectifs affichés par le gouvernement et, compte tenu des risques liés au changement climatique, qui devrait être la priorité absolue.*

*Finalement l'addition que nous présente implicitement l'ADEME se montera à environ 28 milliards d'euros par an, conduisant à un surcoût du MWh de 70 €, soit une augmentation de près de 70% du prix actuel.*

Si l'ADEME avait eu la volonté de tirer tous les enseignements d'un scénario conforme à l'objectif de réduire de moitié le parc nucléaire elle aurait montré qu'il sera punitif pour les français. Elle a esquivé cet écueil en ne rendant pas public l'intégralité du rapport, en masquant ainsi les conséquences financières, sociales et environnementales de son scénario.

La commission « énergie 2050 »<sup>1</sup> avait déjà évalué l'impact d'un nucléaire réduit à 50% de la production d'électricité. Le constat était clair et rejoignait celui de l'OPECST et de l'UFE<sup>2</sup> : une réduction forte de la part du nucléaire devrait augmenter sensiblement le coût de l'électricité. Ce résultat ressort bien de la Figure 1 qui présente l'étude la plus documentée présentée à la commission, celle de l'UFE.

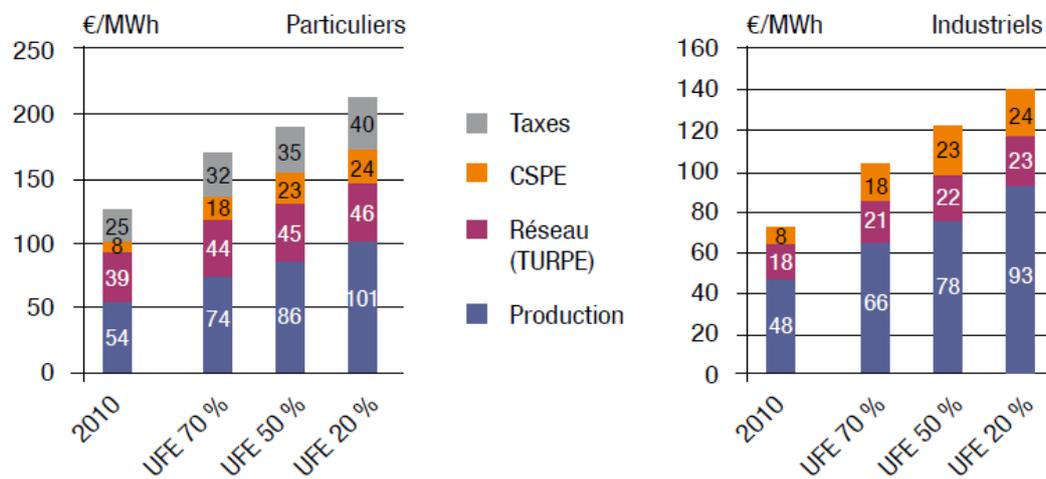


Figure 1

Prix de l'électricité pour les particuliers et les industriels pour une contribution du nucléaire de 70%, 50% et 20% par rapport au maintien du parc actuel (UFE)

Pour 50% de nucléaire le prix de l'électricité serait presque doublée.

Pour sa part l'ADEME<sup>3</sup> retient, à l'horizon 2030, une réduction de la production de 48 à 38,2 Mtep (soit de 560 à 444 TWh), alors qu'une telle réduction, de 21%, n'est considérée comme réaliste par aucun des autres scénarios cités. Le mix s'établirait comme suit (voir p15 du scénario): 19% d'ENR en base, 29% d'ENR intermittentes, 49% de nucléaire et seulement 3% de CCG<sup>4</sup> et TAC<sup>5</sup>. Toutefois le détail donné par l'ADEME des productions d'électricité renouvelables est incompatible avec ces pourcentages puisque il conduit à 30,37% d'ENR intermittentes et 19,63% pour les ENR de base, soit un total de 50% pour l'ensemble des ENR, et non 48% comme calculé par l'ADEME (29+19). Pour obtenir un total de 100% et non de 102% pour les différentes contributions, il faut donc diminuer une ou plusieurs contributions. Nous plaçant dans une philosophie possible de l'ADEME, celle d'une diminution forte de la part du nucléaire, nous avons réduit la part de celui-ci à 47%. Dans l'annexe, la

<sup>1</sup> - Rapport de la Commission « Energie 2050 », Centre d'analyse stratégique. Voir aussi : - OPECST : L'avenir de la filière nucléaire, rapport de la mission parlementaire sur la sécurité nucléaire, la place de la filière et son avenir.

<sup>2</sup> OPECST : Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques

UFE : Union française de l'électricité

<sup>3</sup> ADEME : Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030/2050

<sup>4</sup> CCG : cycle combiné gaz

<sup>5</sup> Turbine à combustion

correction a plutôt été faite sur la production par des centrales à gaz. Les conclusions n'en sont pas significativement modifiées. Le mix électrique proposé par L'ADEME et corrigé comme indiqué ci-dessus est présenté sur le Tableau 1

	GeV	facteur de charge	TWh <sup>6</sup>	Mtep
2030				
Eolien total	46 <sup>7</sup>	0,24	96	8,3 <sup>8</sup>
PV	33	0,13	38	3,3
Intermittent total	79	0,19	134	11,6
Hydraulique	25	0,30	66	5,7
Divers	4,8	0,5 <sup>9</sup>	20	1,8
Nucléaire	32	0,74	208	17,9 <sup>10</sup>
Gaz+TAC	14 <sup>11</sup>	0,11	13	1,14
Total	155	0,33	444	38,2
Puissance moyenne de production 51 <sup>12</sup>				
Export+pertes			75	6,5
Consommation			368	31,7

Tableau 1  
Mix électrique proposé par l'ADEME pour 2030.

Cette proposition est surprenante. En effet :

- pour une puissance nucléaire de 32 GW on trouve un facteur de charge de 74%. ((78% si on retient le pourcentage de 49% dans le mix). La puissance de 32 GW résiduelle proposée par l'ADEME correspond donc aux arrêts des 34 tranches de 900 MW actuelles et à ceux de 4 ou 5 tranches de 1300MW, soit 3 tranches par an à partir de 2017 : c'est un rythme aberrant, sauf à garder des tranches en réserve, à un coût extrêmement élevé. De plus les tranches capables d'un suivi de charge seraient toutes arrêtées.
- La puissance ENR installée, pour l'essentiel, soit environ 80 GW au total, est très intermittente, et, de plus, extrêmement variable en fonction de la saison pour le solaire. Les puissances réelles peuvent varier de quelques % à près de 70% des puissances installées ( Figure 2 pour l'éolien et Figure 3 pour le solaire), soit entre 4 et 55 GW dans le scénario ADEME. Celle-ci semble sous-estimer considérablement la variabilité de l'éolien et du solaire et l'impact saisonnier du solaire, alors que production et consommation de l'électricité doivent être équilibrées en permanence. Ceci rend son scénario fragile comme le montrent les figures ci après :

<sup>6</sup> On suppose la relation 1 MWh=0,086 tep

<sup>7</sup> L'ADEME suppose que sur ce total 12 GW correspondent à de l'éolien en mer

<sup>8</sup> Valeur donnée par le rapport ADEME

<sup>9</sup> En supposant un usage en semi base de ces productions renouvelables mais pilotables hors hydraulique (méthanisation, géothermie, bois, énergies marines)

<sup>10</sup> Valeur calculée par différence entre la production totale et la production non nucléaire

<sup>11</sup> Somme des puissances des CCG (7GW) et des TAC(7GW) proposées par l'ADEME

<sup>12</sup> Puissance constante dans le temps nécessaire pour produire 444 TWh

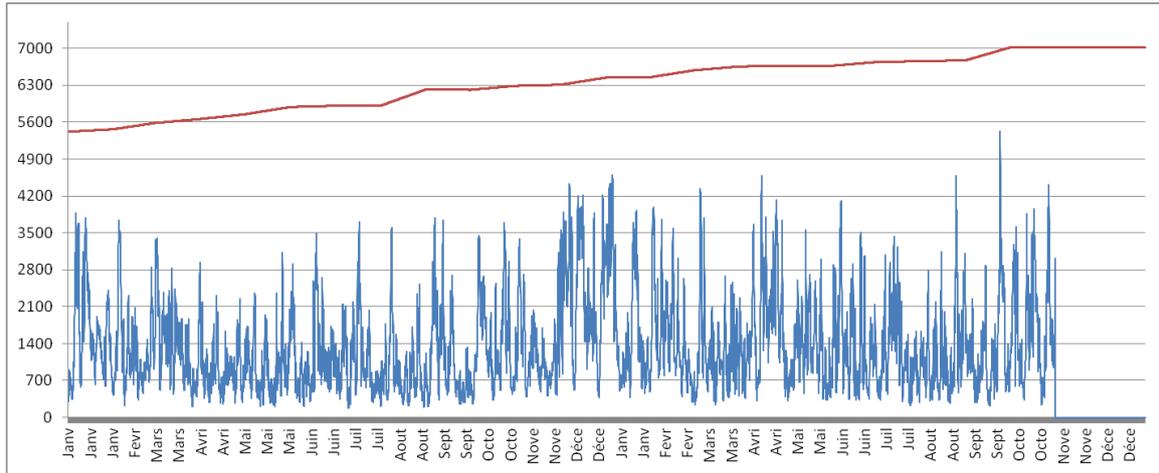


Figure 2

Evolution de la puissance produite (en MW) par le parc éolien français en France continentale sur 22 mois et la période 2011-12 (courbe bleue, source : eCO2mix/RTE) et évolution de puissance éolienne installée (MW) sur la même période (courbe rouge ; source : suivi-éolien/ADEME)

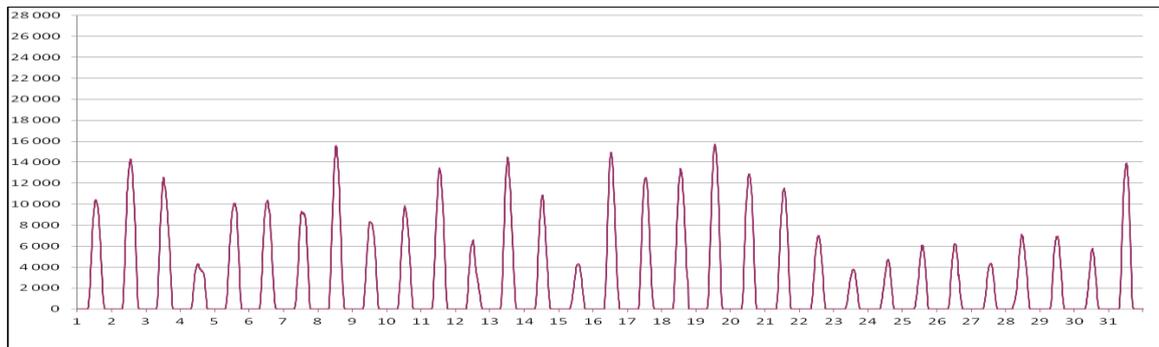


Figure 3

Evolution de la puissance solaire photovoltaïque délivrée en Allemagne sur le mois d'octobre 2012 (source : transparency.eex). La puissance photovoltaïque installée dépassait alors 31 GW (source : Bundesnetzagentur).

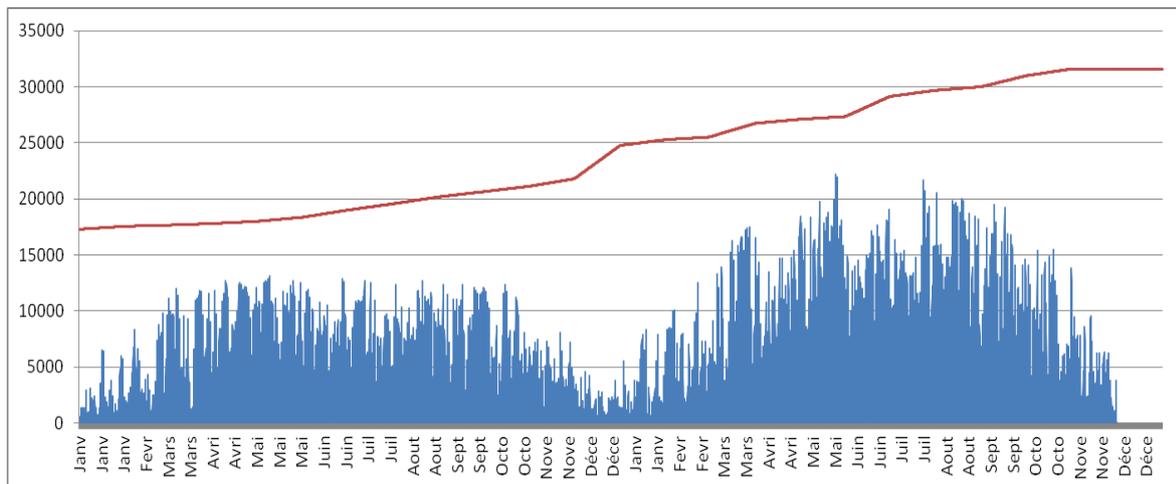


Figure 4

*Evolution de la puissance produite (en MW) par le parc solaire photovoltaïque allemand sur 22 mois et la période 2011-12 (courbe bleue ; source : transparency.eex) et évolution de puissance solaire installée (MW) sur la même période (courbe rouge ; source : Bundesnetzagentur)*

Dans l'hypothèse ADEME d'une production réduite à 38,2 Mtep, soit 444 TWh, la puissance appelée devrait varier de 25 à 75 GW environ selon la saison, avec 32 GW de nucléaire. La gestion du réseau sera nécessairement très délicate lors des pics et des creux:

- Le facteur de charge du nucléaire étant pratiquement le même qu'actuellement (78%) le nucléaire devrait être exploité en base.
- La puissance hydraulique mobilisable va probablement décroître légèrement et la croissance de la puissance des STEP<sup>13</sup> restera limitée (+ 1,5 GW au mieux pour atteindre une puissance totale de 7GW). Or ces capacités seront déjà pleinement utilisées pour la gestion des fluctuations de production journalières et annuelles<sup>14</sup>.
- L'usage du vecteur hydrogène pour stocker de l'électricité sera nul ou négligeable en 2030.

Le facteur de charge moyen des énergies intermittentes estimé à partir des données de l'ADEME est de 19%. La production de ces sources énergie équivaldrait à 11,6 Mtep. Si cette production était pleinement utilisée elle devrait représenter 19% de la production électrique totale qui devrait donc atteindre 61 Mtep. La production prévue par l'ADEME n'est que de 38,2 Mtep. Il s'ensuit que, en l'absence d'un stockage suffisant, la valeur maximale de la production d'électricité renouvelable intermittente utilisable en France serait de 7,25 Mtep. Il faudrait donc envisager d'exporter le trop produit soit 4,35 Mtep. Il est donc probable qu'une partie importante des 6,7 Mtep exportés correspondraient à la production renouvelable<sup>15</sup>. Une simulation heure par heure de la production électrique décrite dans l'Annexe confirme ces considérations schématiques. La Figure 5 extraite de l'Annexe illustre cette nécessité d'exportation. Cette exportation des productions éoliennes et photovoltaïques a lieu précisément au moment ou des surproductions similaires apparaîtraient dans toute l'Europe (autour de midi pour le solaire et lors de passage de dépression sur l'Europe pour l'éolien). Les prix d'achat de ces kWh seront très bas, sinon négatifs, comme on peut déjà l'observer dans le cas de la production éolienne allemande.

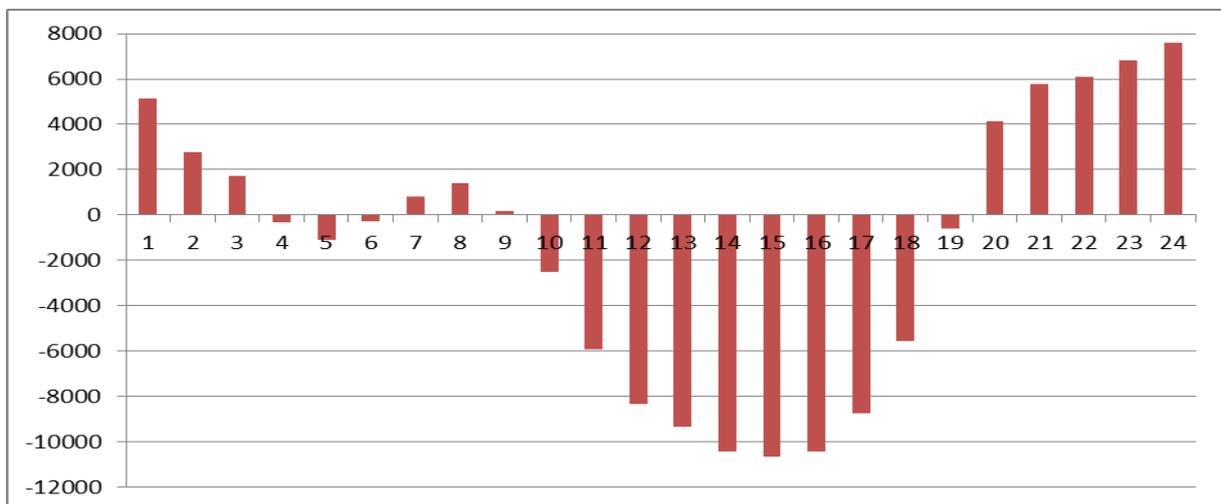


Figure 5

<sup>13</sup> STEP : Station de transfert d'énergie par pompage. Elles permettent de stocker l'électricité en remontant l'eau vers un barrage supérieur avec un rendement de 75% environ.

<sup>14</sup> De plus l'appel d'offre en cours sur les concessions hydrauliques française est européen. Une partie de celles-ci pourrait donc être acquise par des distributeurs européens et leur production échapper ainsi à RTE, rendant plus complexe le suivi de charge en France.

<sup>15</sup> Comme c'est actuellement au Danemark et devient aussi le cas en Allemagne – voir figure 10 de l'annexe technique-.

Moyenne sur la période 1<sup>er</sup> Avril-30 Juin, pour chaque heure de 1 à 24 de la différence entre consommation et somme du solaire, éolien et nucléaire.

Avec un nucléaire fonctionnant pratiquement en base le mix proposé par l'ADEME équivaut, en réalité, à superposer à une production de base la production d'électricité renouvelable essentiellement intermittente, comme on peut le voir sur la Figure 6 . La figure montre aussi que, par rapport à la consommation moyenne, la production connaîtra à la fois des trop pleins lors des fortes productions éoliennes et photovoltaïques et des déficits dans la situation inverse. Le scénario ADEME ne comportant que peu de possibilités de stockage la seule solution sera d'importer de l'électricité en cas de manque et d'en exporter en cas de surproduction. Or les productions éoliennes et solaires de nos voisins sont largement synchrones avec les nôtres. Nous devons vendre à faible prix mais acheter à prix très élevé surtout si comme beaucoup de signaux l'indiquent nos voisins adoptent une politique analogue à la nôtre. Mais qui va acheter si tout le monde veut vendre ?

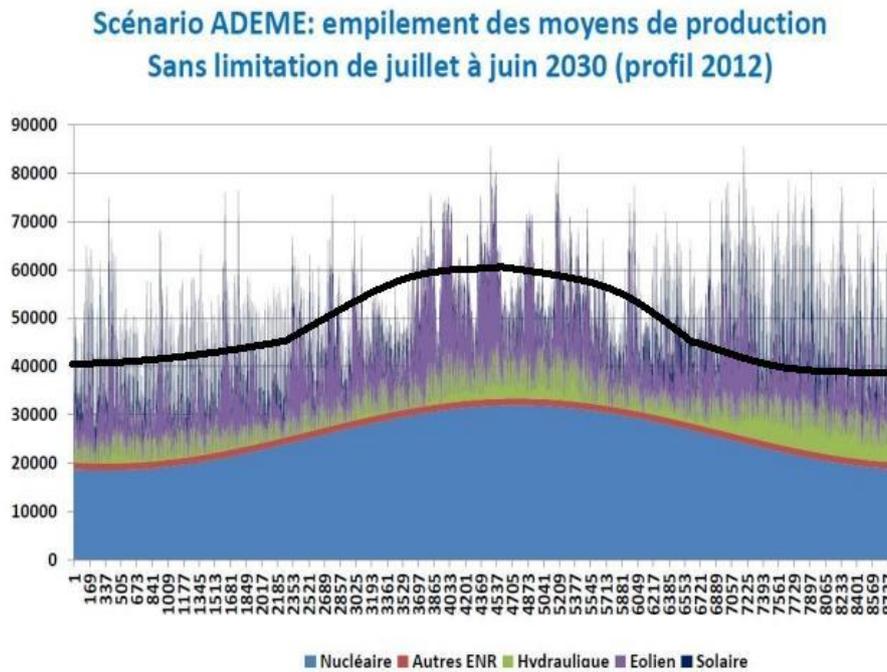


Figure 6

Empilement des productions d'électricité sur un an en utilisant les structures observées en 2010 normalisées par les productions prévues par l'ADEME pour 2030 (éolien 46 GW et solaire 33 GW). La ligne noire correspond approximativement à la puissance appelée (Echelles MW en ordonnée et heures en abscisse)

Dans le scénario de l'ADEME, la puissance de 14 GW des centrales à gaz est très insuffisante pour faire face aux fluctuations de la production renouvelable. De plus, le facteur de charge de 11% de cette production montre que ces installations n'auront qu'un rôle marginal<sup>16</sup>. En effet, comme le montre la Figure 7, qui suppose en 2030 le même épisode froid qu'en février 2012, avec les hypothèses de puissances installées de l'ADEME (46 GW éolien et 33 solaire), on voit apparaître un besoin de puissance complémentaire de 35 à 40 GW, à comparer à la puissance gaz proposée par l'ADEME, soit 7 GW de puissance de base et 7 GW de puissance de pointe<sup>17</sup>.

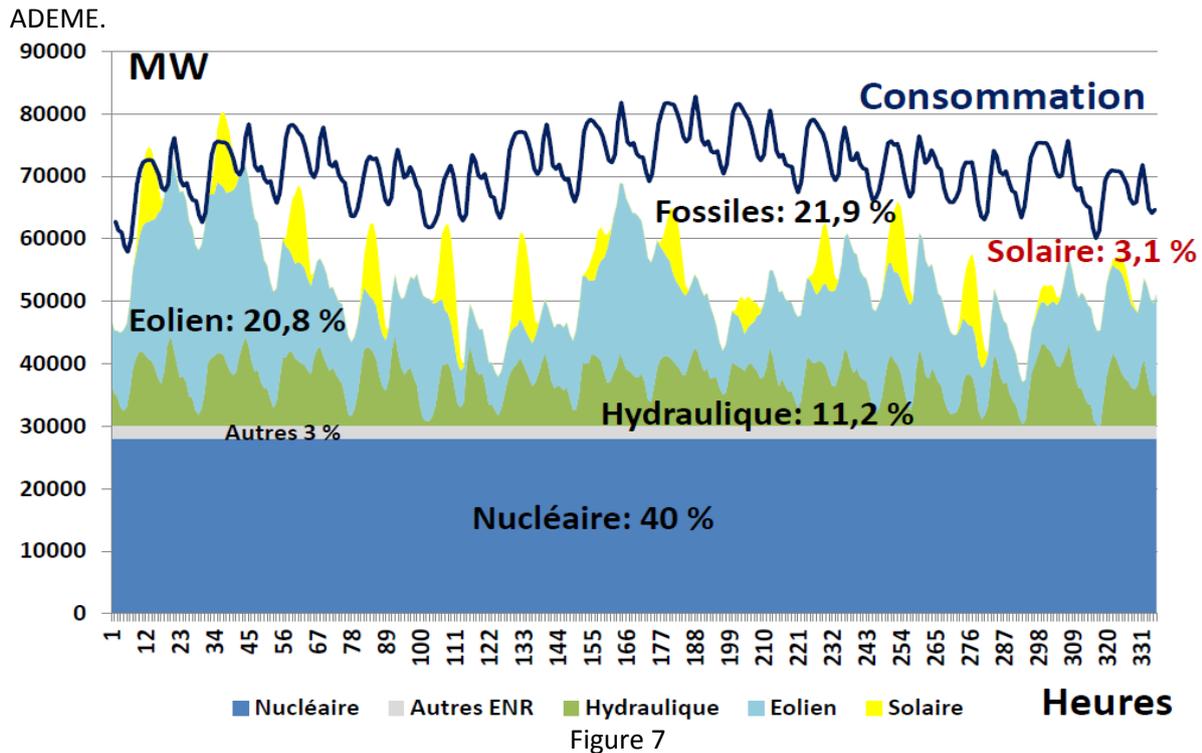


Figure 7  
Production/consommation France février 2030 avec scénario ADEME : Nucléaire 28 GW, éolien 46 GW, solaire 30 GW, consommation -21% (épisode climatique semblable à celui du 1<sup>er</sup> au 14 février 2012)

### Aspects financiers dans le secteur de l'électricité

Curieusement pour une agence d'un pays qui, comme le nôtre, est confronté à de graves difficultés économiques, l'étude ADEME ne donne aucune indication sur les conséquences financières de son programme<sup>18</sup>. On peut cependant commencer à les estimer comme suit :

- Pour calculer le coût de la vaine exportation de courant lors des fortes productions éoliennes et photovoltaïques, nous supposons que les productions des sources

<sup>16</sup> On peut même douter que sans subvention (facturée bien sûr en plus au consommateur), il sera suffisant pour attirer des investisseurs pour construire et exploiter ces centrales.

<sup>17</sup> Remarquons que l'ADEME semble ignorer la nécessité de garder une puissance de réserve, actuellement de l'ordre de 20 GW en centrales à fioul, charbon ou gaz.

<sup>18</sup> Dans le rapport de l'ADEME on ne trouve pas une fois le mot Euro et une seule fois le mot « coût » dans un contexte qui n'est pas véritablement relié à la problématique principale. D'ailleurs, la directrice de l'ADEME interrogée par Enerpresse n'a-t-elle pas déclaré : « Nous avons choisi de ne pas publier les différents impacts sur la facture d'électricité pour rester sur le débat de fond. Mais le scénario est basé sur des hypothèses crédibles »

intermittentes sont celles du Tableau 1 et que les tarifs d'achat retenus sont proches de ceux pratiqués actuellement soit 80 €/MWh<sup>19</sup> pour l'éolien terrestre, 200 €/MWh pour l'éolien offshore et le Photovoltaïque. Le calcul n'est qu'un ordre de grandeur, en particulier parce que le tarif du solaire est très variable selon les installations. Pour les consommateurs français, dans la mesure où les 6,7 Mtep sont exportés et produits par les ENR intermittentes<sup>20</sup>, le surcoût d'achat du courant exporté dépasserait 10 G€ dans la mesure où les prix du kWh à l'exportation seraient très faibles par rapport aux tarifs d'achat obligatoire de l'électricité intermittente. L'exemple de l'Allemagne aujourd'hui montre que, alors que les distributeurs doivent acheter le courant éolien ou photovoltaïque au tarif élevé fixé par les autorités de contrôle, il se vend pratiquement gratuitement lorsque les pays limitrophe n'en souhaitent pas. Ceci sera évidemment le cas lorsqu'il voudront exporter leur électricité au même moment avec des puissances du même ordre de grandeur que celles envisagées par l'ADEME<sup>21</sup>

- L'extension des réseaux HT pour gérer les flux intermittents : environ 5 G€ par an d'après RTE<sup>22</sup> pour un total de 20 G€ pendant les seules années 2013/2016. A plus long terme, pour son scénario médian de développement des ENR, RTE évalue à 35/40 milliards les investissements totaux. Pour sa part ERDF prévoit des dizaines de milliards pour adapter la distribution MT et BT à la dispersion des installations éoliennes et surtout solaires.
- On peut calculer la perte annuelle correspondant au remplacement de la production nucléaire par celle des ENR intermittentes. Le coût annuel de la production d'électricité renouvelable intermittente telle que donnée sur le Tableau 1 est de 18,5 G€ et correspond à une production de 135 TWh. Le coût d'une telle production nucléaire est estimée à 5,6 G€<sup>23</sup>. On arrive donc à une perte annuelle de 13 G€.

On arriverait donc à une dépense totale de 28 G€/an conduisant à un surcoût du MWh de 70 €, soit une augmentation de près de 70% du prix actuel.

Les investissements en ENR sont inclus dans ce surcoût du MWh. Sur l'ensemble de la période, on peut l'estimer à 51 G€ pour l'éolien terrestre, à 36 G€ pour l'éolien offshore, et à 100 G€ pour le photovoltaïque, auquel il faudra ajouter les autres ENR, soit un total dépassant largement 190 G€. Une fraction importante de ce coût contribuerait au déficit commercial de la France sans alléger le déficit dû aux importations de pétrole et de gaz (la production des ENR remplacerait celle du nucléaire, lui-même non émetteur de CO<sub>2</sub>).

---

<sup>19</sup> Actuellement, compte tenu des clauses d'indexation, le tarif d'achat serait plutôt de 85 €/MWh.

<sup>20</sup> La production intermittente à gérer pour le réseau serait alors ramenée à 11,6-6,7=4,9 Mtep,

<sup>21</sup> En Allemagne de janvier à fin septembre 2012, 15,8 milliards d'euros ont été versés aux producteurs de courant vert alors que les gestionnaires de réseau n'ont recueilli pour ce courant que 2,6 milliards d'euros (source : Der Spiegel septembre 2012)

<sup>22</sup> RTE : Réseau de transport d'électricité (réseaux haute tension) et ERDF : Electricité réseau distribution France (réseaux moyenne et basse tension)

<sup>23</sup> Compté 42 €/MWh pour le parc actuel

**Annexe**  
**Considérations techniques sur la composante**  
**« Production Electrique 2030 » du scénario ADEME**

**I) Introduction**

Cette annexe s’attache à analyser la composante de production électrique présentée dans la synthèse ADEME sans se préoccuper du réalisme aussi bien technique que financier de certaines des options que l’ADEME a retenues pour ce secteur du mix énergétique.

Comme il nous semble que notre travail fait apparaître des faiblesses rédhibitoires dès l’étape 2030, il ne nous pas semblé valoir la peine de considérer l’étape 2050 décrite dans la synthèse du scénario.

Notre base de travail est donc celle contenue dans les pages 12 à 14 du document de synthèse ADEME. Les hypothèses qui y sont formulées pour le secteur électrique en 2030 sont reprises dans le tableau T1 ci-dessous.

	Energie (TWh) <sup>24</sup>	% production	Puissance (GW)
Production électrique annuelle	444,27	100	
Consommation électrique annuelle	368,67	83	
Pertes et export	75,60	17	
Production éolienne	93,30	21	46 <sup>25</sup>
Production solaire photovoltaïque	38,21	8,6	33
Production nucléaire	217,69	49	32
Hydraulique	66,64	15	
Autres ENR et UIOM	21,88	4,7	
Gaz + Fioul	7,55	1,7	14 <sup>26</sup>

Table T1

*Répartitions de la production et de la production électrique telles que présentées dans le scénario 2030 de l’ADEME (pages 12 à 14).*

On notera toutefois que sur la dernière ligne de ce tableau nous avons mis deux chiffres en italique. En effet, à la lecture de la synthèse ADEME, on constate que l’addition des pourcentages de toutes les contributions de la production électrique conduit à un total de 101,3%. Nous avons choisi d’adopter la valeur plus conventionnelle de 100% en assignant aux CCG et aux TAC une contribution réduite de 3% (la valeur indiquée dans la synthèse ADEME) à 1,7%.<sup>27</sup> Ce faisant, tout en respectant l’arithmétique élémentaire, dans l’esprit des ambitions annoncées par l’ADEME, nous réussissons à réduire de plus de 40% les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique par rapport au scénario proposé.

Le document de synthèse semble indiquer que, comme souvent, l’ADEME ne semble pas tenir compte de ce que la stabilité du système électrique réclame à chaque instant une égalité entre production et consommation et non pas seulement une égalité pour la somme annuelle. C’est dans l’esprit de compléter le scénario ADEME par une étude de ses implications pour la stabilité du réseau que nous avons mené l’étude qui suit.

**II) Données complémentaires**

<sup>24</sup> Le document ADEME fournit toutes les énergies en Mtep. Nous avons adopté le coefficient de conversion physique : 1 Mtep = 11,63 TWh.

<sup>25</sup> La synthèse ADEME annonce 34 GW d’éolien terrestre et 12 GW d’éolien en mer.

<sup>26</sup> L’ADEME envisage un parc s’appuyant sur 7 GW de centrales à gaz (CCG) et de 7 GW de centrales au fioul (TAC)

<sup>27</sup> Dans le texte principal le choix a été fait de reporter plutôt la correction sur la production nucléaire

Pour notre étude, nous avons utilisé un ensemble de données fourni avec une résolution horaire aussi bien pour la consommation électrique que les productions éolienne et solaire photovoltaïque. La période que nous avons sélectionnée pour analyse s'étend du 1<sup>er</sup> Juillet 2011 au 30 Juin 2012. En effet, nous ne disposons pas de données complètes antérieures à 2011 et l'année 2012 n'est pas encore terminée. Le choix de la seule année 2011 n'a pas semblé approprié car il n'y a eu aucune vague de froid de Janvier à Décembre 2011. Par contre, notre choix d'une période à cheval sur 2011 et 2012 nous permet d'inclure l'effet de la vague de froid qui a frappé notre pays sur la première quinzaine de Février 2012.

Nous allons maintenant passer en revue les données nécessaires à notre étude, en précisant leur origine et en discutant quelques implications dans le cadre du scénario de l'ADEME.

### Consommation électrique française

Nous nous appuyons sur les valeurs de la consommation fournies par le site eCO2mix de RTE. Celui-ci nous fournit, entre autres, l'évolution horaire de la consommation de la France. Si on la somme sur la période considérée, le total annuel s'élève à 480,2 TWh. Or, l'ADEME suppose qu'en 2030 cette consommation aura été réduite à 368,7 TWh. Il s'agit donc d'une remarquable réduction (-23%).

Nous ne discuterons pas du réalisme d'une telle diminution dans un pays dont, selon le scénario, la population s'accroît de près de 10% d'ici 2030, et sachant, de plus que l'ADEME envisage que divers usages actuellement couverts par des combustibles fossiles seront transférés à l'électricité. De même, l'ADEME a clairement reçu pour notre pays la vision d'un nouveau paradigme économique que nous ne chercherons pas non plus à évaluer : En effet, l'Agence envisage une croissance soutenue du PIB alors qu'il n'existe aucun exemple pour lequel la croissance du PIB et l'amélioration de l'efficacité énergétique s'est accompagnée d'une réduction de 25% de l'énergie électrique par habitant comme supposé par l'agence nationale.

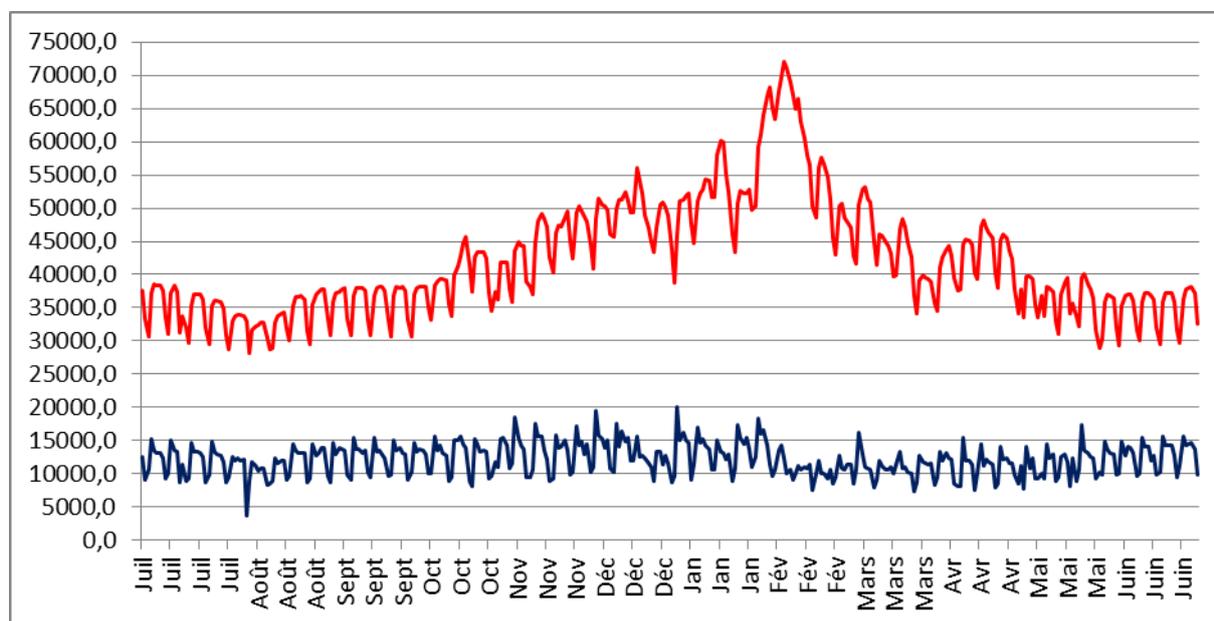


Figure 8

*Evolution sur une année de la consommation électrique (normalisation ADEME). La courbe rouge donne pour chaque jour la puissance moyenne (en MW) consommée dans la journée. La courbe bleue donne pour chaque jour la différence entre les puissances maximale et minimale.*

Quoiqu'il en soit nous considérons que dans la France 2030 envisagée par l'ADEME la consommation électrique sera celle de la période choisie renormalisée de façon à ce que la

consommation annuelle s'ajuste à la valeur voulue par l'ADEME. Ceci nous conduit aux courbes dessinées en Figure 8<sup>28</sup>.

Les deux courbes présentent une grande régularité avec une structuration prévisible basée sur le rythme d'activité hebdomadaire de notre société. Pour la courbe moyenne (courbe rouge), cette structure se surimpose à une évolution saisonnière naturelle qui peut être plus ou moins affectée par des fluctuations météorologiques (mois de Janvier assez doux et vague de froid de Février). La puissance moyenne sur l'année est de 42 GW.

La courbe bleue qui pour chaque journée indique l'amplitude maximum de variation de la puissance consommée oscille autour d'une valeur de 12,2 GW et dépasse rarement 15 GW. En quelques occasions, la variation de puissance au cours d'une journée atteint 20 GW. Les fluctuations de la puissance consommée au cours d'une journée sont donc inférieures à la puissance moyenne consommée pendant cette même journée d'au moins un facteur trois.

L'ensemble de ces deux courbes schématise les défis que pose actuellement aux producteurs et aux gestionnaires de réseau la fourniture de courant à une société comme la nôtre.

### Production solaire

Bien que la France soit actuellement équipée de plus de 4 GWc de panneaux solaires, soit en puissance installée l'équivalent de 4 réacteurs nucléaires, le consommateur, qui en subventionne la production, ne dispose d'aucune information sur l'évolution temporelle de celle-ci. La CRE<sup>29</sup>, à partir de valeurs globales, lui permet surtout de connaître chaque année l'impact financier partiel sur sa facture électrique via la CSPE<sup>30</sup>.

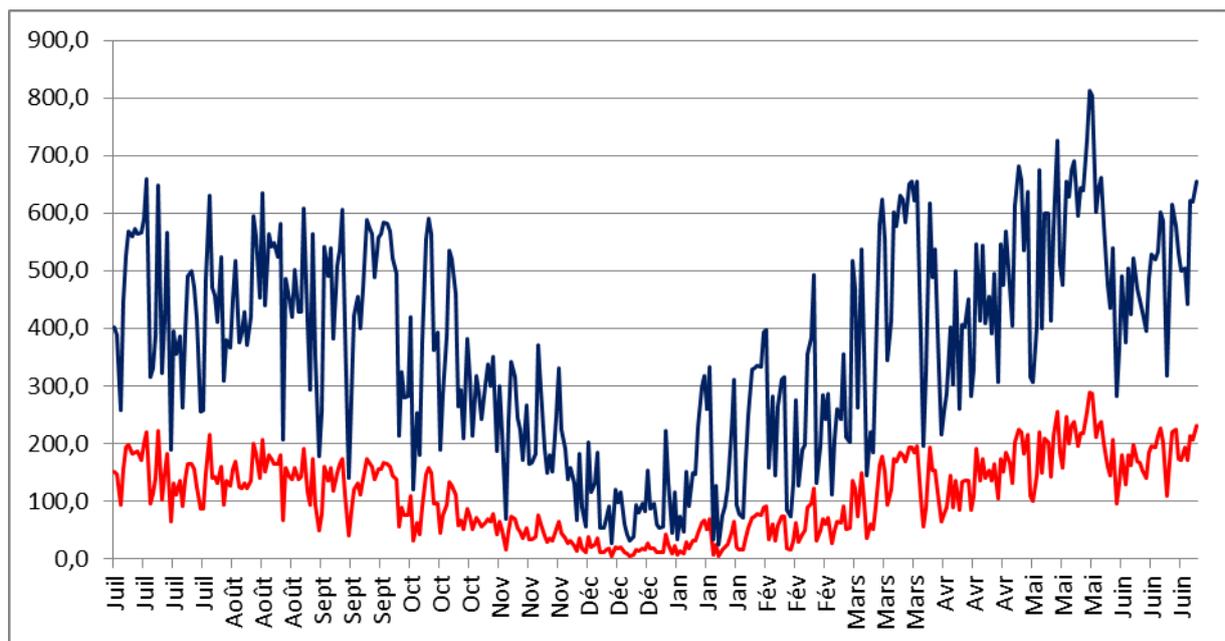


Figure 9

<sup>28</sup> On ne peut exclure qu'un changement profond de notre société – apparemment sous-jacent bien que non explicité au scénario ADEME 2030- en matière énergétique conduite à un changement de profil journalier, hebdomadaire et saisonnier de la consommation électrique du pays pour une même énergie totale consommée. En l'absence d'indications chiffrées fournies par l'ADEME sur la façon dont s'effectuerait ce changement et bien sûr les reports de consommation vers d'autres filières énergétiques, nous avons adopté cette simple règle de proportionnalité par rapport à la consommation actuelle.

<sup>29</sup> Commission de Régulation de l'Énergie

<sup>30</sup> Contribution au Service Public de l'Électricité. On ne possède pas d'informations analytiques sur les surcoûts indirects induits sur les frais de transport et de distribution de l'électricité (TURPE).

*Evolution sur une année de la production électrique de 1 GW de panneaux solaire en Allemagne. La courbe rouge donne pour chaque jour la puissance moyenne (en MW) produite dans la journée. La courbe bleue donne pour chaque jour la différence entre les puissances maximale et minimale.*

Nous nous sommes donc tournés vers l'Allemagne, où la transparence est plus grande et où des chiffres sont disponibles, pour les productions renouvelables sur le site [transparency.eex](http://transparency.eex) et pour les puissances installées sur le site de la Bundesnetzagentur. De cette façon il est possible de dessiner les caractéristiques de la production de 1 GWc de puissance solaire installée en Allemagne. C'est ce que montre la Figure 9.

La courbe rouge qui fournit l'évolution jour après jour de la puissance moyenne sur la journée considérée est conforme à l'évolution attendue (forte en printemps été, faible en automne hiver). On notera que la période la plus productive correspond au mois de Mai. La courbe qui correspond à 1 GWc installé nous indique que l'efficacité du solaire allemand évolue entre quelques % et un maximum de 28% de la puissance installée. On remarque aussi que des fluctuations de production d'un facteur deux peuvent s'observer d'un jour à l'autre.

Ce sont cependant les positions relatives des courbes bleue et rouge qui constituent la caractéristique la plus notable. Comme, la nuit, le solaire ne produit rien, un jour donné, l'écart entre maximum et minimum correspond à la puissance maximum, celle qui est fournie en milieu de journée. Alors que l'amplitude de variation journalière de la consommation est inférieure d'un facteur trois à la valeur moyenne de cette consommation (Figure 8), c'est l'inverse qui se produit pour le solaire<sup>31</sup>. On entrevoit ainsi déjà les difficultés que vont nécessairement provoquer un recours massif à cette production, comme l'envisage l'ADEME. L'exemple actuel de l'Allemagne (près de 32 GWc installés) en fournit déjà la démonstration.

Comme la production annuelle allemande pour 1 GWc solaire ne s'élève qu'à 0,967 TWh alors que, selon l'ADEME, 33 GWc devraient produire 38,2 TWh, nous pouvons déduire que, pour l'ADEME, un panneau solaire français sera en 2030 plus efficace de 19,8% qu'un panneau allemand d'aujourd'hui. Pour expliquer cette valeur on peut mettre en avant la latitude moyenne de la France inférieure à celle de l'Allemagne. On peut en estimer l'effet entre 12 et 15%. Faute d'information fournie, on peut penser que pour l'Agence, les % restants seraient dus à une amélioration des technologies. Quoiqu'il soit nous avons inclus un facteur proportionnel d'accroissement d'efficacité de 1,198 pour évaluer la production de 33 GWc solaire en France de sorte que sa production totale sur l'année se monte bien à 38,2 TWh.

### **Production éolienne**

Grâce au site eCO2mix de RTE, nous disposons d'un suivi horaire de la production éolienne française. Comme la puissance du parc éolien augmente sans cesse, pour évaluer l'évolution de la production de 1 GW d'éolien nous devons rapporter la production à la puissance installée. Nous sommes allés chercher cette information sur le site « suivi éolien » de l'ADEME<sup>32</sup>. Ceci conduit alors aux courbes dessinées en Figure 10.

Comme précédemment, la courbe rouge fournit la production moyenne au jour le jour de 1 GW d'éolien dans notre pays. Au-delà du caractère fortement fluctuant de la courbe rouge, on constate que la production est globalement plus forte en période hivernale. Ce point est souvent mis

---

<sup>31</sup> En fait le rapport maximum sur moyenne suit une courbe régulière. Celle-ci pourrait même être calculée si on disposait des caractéristiques suivantes pour l'ensemble des panneaux constituant le parc : latitude, deux angles d'orientation de la normale au panneau et puissance crête.

<sup>32</sup> Sur le site de l'ADEME, le terme « suivi » n'est pas tout à fait approprié. S'il y a suivi, il se fait avec retard. Par exemple, au 30 Novembre 2012, la puissance installée répertoriée est inférieure à celle annoncée sur le site du ministère de tutelle de l'ADEME au 30 Septembre 2012. La centrale de 33 MW ouverte par GDF en Bretagne n'est pas comptabilisée, etc.. Utiliser les chiffres de l'ADEME comme nous le faisons ici, tend donc à donner une image trop favorable de la productivité de l'éolien. Nous estimons l'écart à 1 point de pourcentage (soit une surestimation de 4-5%). Un site national plus crédible du niveau de celui de la Bundesnetz Agentur est donc souhaitable.

en avant par les défenseurs des ENR pour évoquer une « complémentarité » et bâtir des scénarios du type de celui de l'ADEME. Nous verrons ce qu'il en est dans la section 3 de ce document. La production annuelle est de 1,968 TWh, soit une efficacité moyenne de 22,4% (voir aussi note 27). Cette courbe rouge au caractère aléatoire prononcé fait aussi litière du « foisonnement » parfois invoqué par l'ADEME, selon laquelle les productions de « nos trois régions de vent » compenseraient leurs fluctuations<sup>33</sup>.

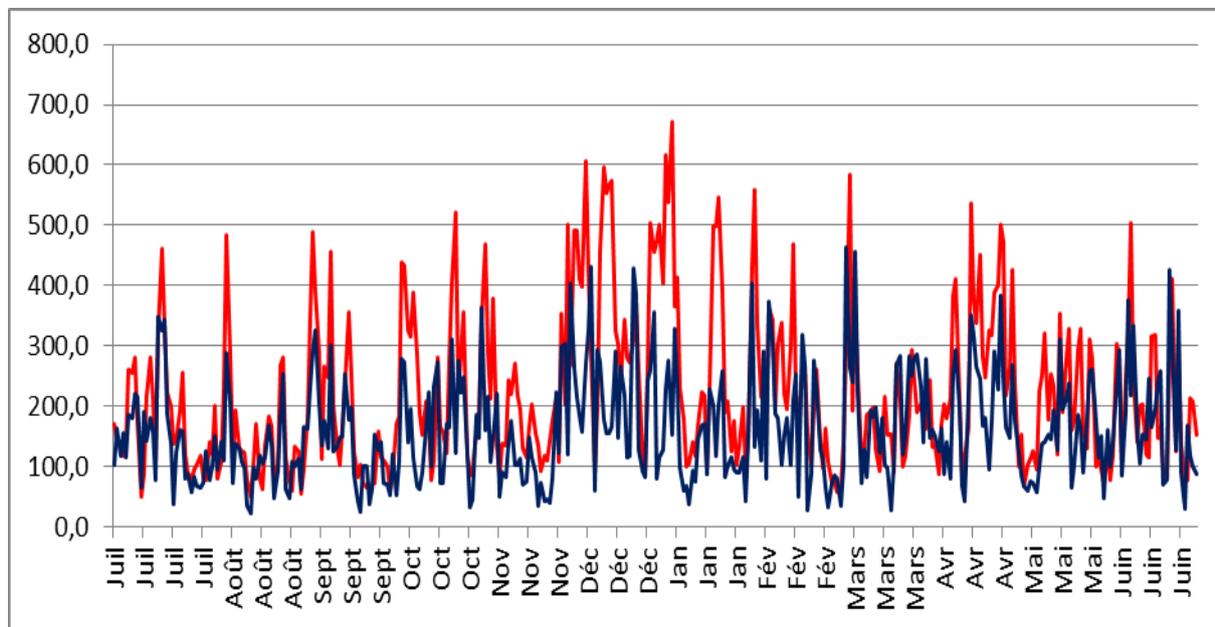


Figure 10

*Evolution sur une année de la production électrique de 1 GW d'éolien en France. La courbe rouge donne pour chaque jour la puissance moyenne (en MW) produite dans la journée. La courbe bleue donne pour chaque jour la différence entre les puissances maximale et minimale.*

La courbe bleue nous montre que les variations de puissance à l'intérieur d'une même journée sont à peine inférieures à la valeur moyenne produite ce jour. Ceci équivaut à dire qu'en général au cours d'une journée la puissance éolienne varie entre 0,5 et 1,5 de la puissance moyenne, en passant autant de temps en dessus qu'en dessous. A nouveau, on est loin du rapport trois entre valeur moyenne et variations observé en Figure 8 pour la consommation.

Selon l'ADEME, à l'échéance 2030, 46 GW d'éolien (dont 12 d'éolien offshore) devraient être à même de produire 93,3 TWh, soit 2,03 TWh par GWc installé ou seulement 3% de mieux qu'aujourd'hui. Ce chiffre est pour le moins surprenant pour un parc dont plus d'un quart sera de l'éolien en mer. En effet, même si des chiffres d'efficacité fantaisistes de l'ordre de 40-50% circulent pour l'éolien offshore, notre analyse des données du parc éolien de Robin Rigg<sup>34</sup> au large de l'Ecosse montre que des efficacités de 30% devraient être atteintes par l'éolien en mer et donc, pour le parc proposé par l'ADEME, une efficacité supérieure aux 23,1% annoncés dans le scénario<sup>35</sup>.

Néanmoins, puisque notre but, n'est pas de mettre sur pied un scénario raisonnable, mais seulement d'analyser celui de l'ADEME, nous adopterons ses valeurs et renormaliserons la productivité actuelle de 3% de façon à retrouver la puissance totale ainsi que la productivité annuelle du parc éolien envisagé par l'ADEME en 2030

<sup>33</sup> De fait, il serait ridicule de rechercher un tel foisonnement en France puisqu'il n'existe que peu à l'échelle de l'Europe comme l'a montré l'étude de J.P. Pervès et H. Flocard à partir de données espagnoles, françaises, irlandaises, anglaises, allemandes et danoises. L'étude est disponible sur le site de « Sauvons le Climat ».

<sup>34</sup> [http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf\\_files/etudes/111030\\_texterobinrigg-3.pdf](http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/111030_texterobinrigg-3.pdf)

<sup>35</sup> Par exemple, avec 30% de productivité pour l'éolien en mer et 23% pour le parc à terre, nous trouverions plutôt une efficacité globale voisine de 25% pour l'ensemble du parc éolien.

## Production nucléaire

Avec le nucléaire nous abordons maintenant une des parties dispatchables du parc de production électrique. L'ADEME assigne une production de 217,7 TWh à un parc de 32 GW. Ceci correspond à une puissance moyenne de 24,8 GW ou un nombre d'heures à pleine puissance égal à 6800.

Même s'il est déjà évident que le critère financier tant en ce qui concerne l'investissement en moyens de production que le prix de l'électricité facturé au consommateur, n'a pas été vraiment déterminant dans la construction du scénario ADEME, nous allons ici – faute de détails fournis – supposer que l'usage du nucléaire se rapprochera d'une production de base. Si, aujourd'hui, le nucléaire est parfois amené à servir de « béquille » à des productions éoliennes intempestives (par exemple le 25 Novembre 2012, nuit de week-end comme le montre le site eCO2mix), la logique d'une diminution substantielle du parc nucléaire français, qui outre qu'elle rendra de tels « exploits » (descente puis remontée de 10 GW en quelques heures) beaucoup plus difficiles, nous a semblé devoir s'accompagner d'une utilisation la plus rationnelle et donc la plus régulière possible de ce parc.

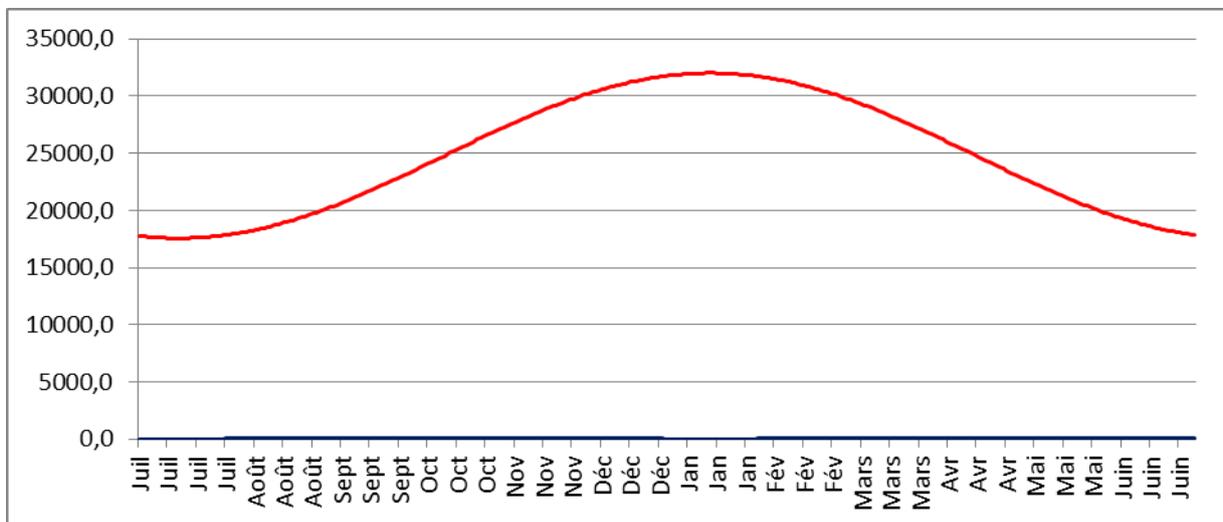


Figure 11

*Evolution sur une année de la production électrique nucléaire en France (paramètres 2030 du scénario ADEME). La courbe rouge donne pour chaque jour la puissance moyenne (en MW) produite dans la journée. La courbe bleue (le long de l'axe horizontal) donne pour chaque jour la différence entre les puissances maximale et minimale.*

Nous avons donc supposé que la puissance injectée sur le réseau variait régulièrement au cours de l'année entre une valeur minimale de 17,6 GW au cœur de l'été jusqu'au maximum de 32 GW prévu par l'ADEME. La courbe de puissance correspondante est dessinée en Figure 11.

Bien que le lecteur puisse aisément se convaincre que cela n'aurait pas changé nos conclusions, au prix d'un petit programme informatique supplémentaire, il serait possible d'introduire dans la production nucléaire une modulation hebdomadaire, voire horaire dans les limites imposées par la sûreté, reprenant en partie les variations de la consommation entre jour de semaine et jour de week-end qui sont visibles sur la courbe rouge dans la Figure 8.

## Production hydraulique

Les données du site eCO2mix nous montrent que la production hydraulique française sur un an a été de 47,3 TWh sur la période considérée.



printanière est visible sur la Figure 12 construites à partir des données eCO2mix pour la période considérée. Tout scénario crédible se doit de considérer ces grandes tendances annuelles et saisonnières et ne peut se contenter de prendre en compte la puissance totale disponible et la production annuelle.

On vérifiera, par exemple sur la figure 12, que, bien qu'au mois de Mai-Juin la consommation électrique soit parmi les plus faibles de l'année, l'hydraulique est alors utilisée à son maximum.

### **Productions renouvelables complémentaires**

Dans le scénario 2030 ADEME l'ensemble de ces productions compte pour 20,9 TWh.

Certaines d'entre elles peuvent être considérées comme dispatchables (bois énergie, UIOM (déchets), Méthanisation). Néanmoins, il y a certainement des limites à la répartition temporelle de leur usage, ne serait-ce que pour des questions de stockage. De même leur dynamique est certainement contrainte. Il semble donc plus raisonnable de considérer qu'il s'agit pour l'essentiel d'énergies fatales<sup>37</sup> sur lesquelles, comme pour la géothermie, les énergies marines et la chaleur fatale, on ne peut compter pour une gestion de fluctuations de puissance rapides.

Compte tenu de l'état présent de la technologie aussi bien pour les hydroliennes que pour les générateurs houlomoteurs ou ceux utilisant les gradients thermiques on peut être surpris de l'ambition de l'ADEME qui, à l'horizon de 2030, leur assigne 0,8% de la production soit plus de 3,5 TWh<sup>38</sup>.

De ce fait, une analyse de la règle de somme énergétique sur la base des résultats que nous présenterons en section 3 conduit à penser que, dans le scénario ADEME, ces énergies contribueraient pour l'essentiel aux 17% assignés à l'export ou aux pertes. Le scénario semble donc prévoir la production d'énergies chères (puisque subventionnées) à seule fin de les exporter à un prix de vente qui sera très largement inférieur au prix payé in fine par le consommateur français.

### **Production Gaz et Fioul**

Le scénario ADEME mentionne une puissance de 7 GW pour les CCG donc supérieure à la capacité actuelle. Il suppose aussi le maintien de 7 GW de turbines fonctionnant au fioul (TAC). Comme indiqué dans l'introduction, ces 14 GW se voient assigner 1,7 % de la production annuelle soit 7,56 TWh. En d'autres termes, ces installations ne seraient utilisées que 540 heures par an en moyenne. Même si on retient les 3% mentionnés par la synthèse ADEME on arrive à moins de 1000 heures. Il est clair que l'économie du marché électrique n'a pas joué un grand rôle dans la construction du scénario.

### **Analyse des conséquences du scénario ADEME pour le réseau**

#### **Contribution du solaire et de l'éolien**

La Figure 13 présente une analyse de la différence entre la consommation électrique (Figure 8) et la somme des productions solaire (34 GW) et éolienne (46 GW). On peut donc y observer l'effet à l'horizon 2030 de l'introduction d'un parc de 79 GW d'énergies intermittentes produisant 29,7% de l'électricité française annuelle.

La courbe rouge qui donne la valeur moyenne sur une journée du reliquat à produire pour couvrir la consommation a certainement perdu la régularité qui s'observait sur la courbe de consommation dans la Figure 8. Ce qui est aussi remarquable est que le pic de consommation moyenne journalière qui initialement s'élevait à 72 GW n'a été réduit que de 12 GW. En d'autres termes, les renouvelables contribuent peu à la production lorsqu'on a le plus besoin d'électricité. En fait, une analyse heure par heure (plutôt qu'en moyenne journalière) montre que le maximum de

---

<sup>37</sup> L'exemple actuel de l'Allemagne semble indiquer que c'est bien ainsi qu'elles sont utilisées en majorité.

<sup>38</sup> A ce jour, il n'y a aucun projet français d'envergure significative sur les deux dernières technologies et on n'a toujours pas été capable de récupérer le prototype d'hydrolienne Openhydro-DCNS-EDF qui a coulé il y a quelques mois en rade de Brest.

consommation restant à couvrir est de 67,5 GW alors qu'initialement le maximum de puissance consommée était à peine supérieur : 77,3 GW. On pourrait donc être tenté de se dire : « le parc renouvelable est encore insuffisant ».

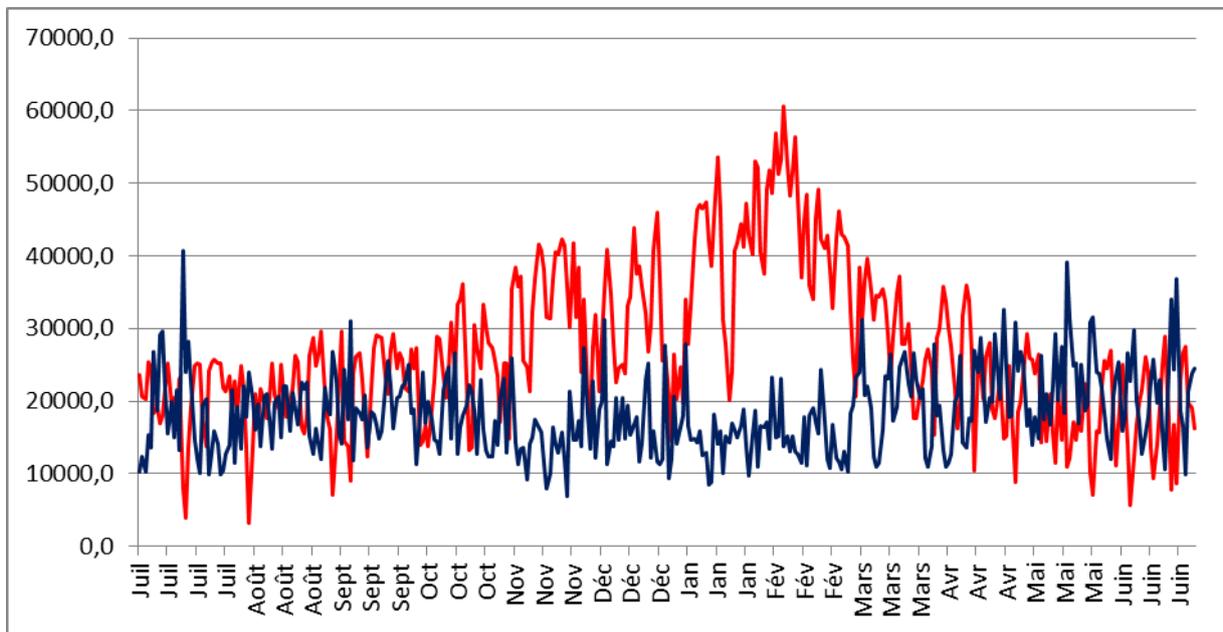


Figure 13

*Evolution sur une année de la différence entre la consommation et la somme des productions solaire et éolienne. Ces trois quantités sont normalisées comme indiqué dans le scénario ADEME. La courbe rouge donne pour chaque jour la puissance moyenne (en MW) dans la journée. La courbe bleue donne pour chaque jour la différence entre les puissances maximale et minimale.*

Inversement, le minimum de la différence consommation moins solaire et éolien est maintenant négatif et s'établit à -13,9 GW montrant que certains jours à certaines heures de la journée (discussion plus loin) il est déjà nécessaire d'exporter. Une telle situation conduirait alors plutôt à dire : « le parc renouvelable est déjà trop important ».

C'est cette contradiction inévitable qui va compliquer considérablement la tâche des gestionnaires de réseau confrontés à des parcs de production du type de celui envisagé par l'ADEME.

Nous viendrons plus tard à l'analyse de la courbe bleue.

### **Contribution du solaire de l'éolien et du nucléaire**

Nous reprenons le même calcul mais en considérant aussi la production nucléaire (Figure 11). De cette façon près de 80% de la production d'électricité annuelle est prise en compte. Le résultat est dessiné sur la Figure 14.

Sur cette figure la courbe bleue est identique à la courbe bleue de la Figure 13 (il n'y a quasiment pas de fluctuations du nucléaire sur une journée; voir Figure 11). On constate que cette courbe présente de fortes fluctuations autour d'une moyenne annuelle de 18,3 GW. Certains jours il faudra gérer des variations de 40 GW. Les fluctuations initiales de consommation ont donc été augmentées d'environ 50%. De plus, alors qu'elles étaient prévisibles, car liées à l'activité de la société, elles sont devenues très largement aléatoires. Le fait que la courbe bleue soit maintenant bien au-dessus de la courbe rouge (facteur 6 en moyenne) rend certainement très difficile la gestion de la stabilité du réseau par la seule instance nationale : RTE. La résolution du problème créé dépassera le cadre de notre pays

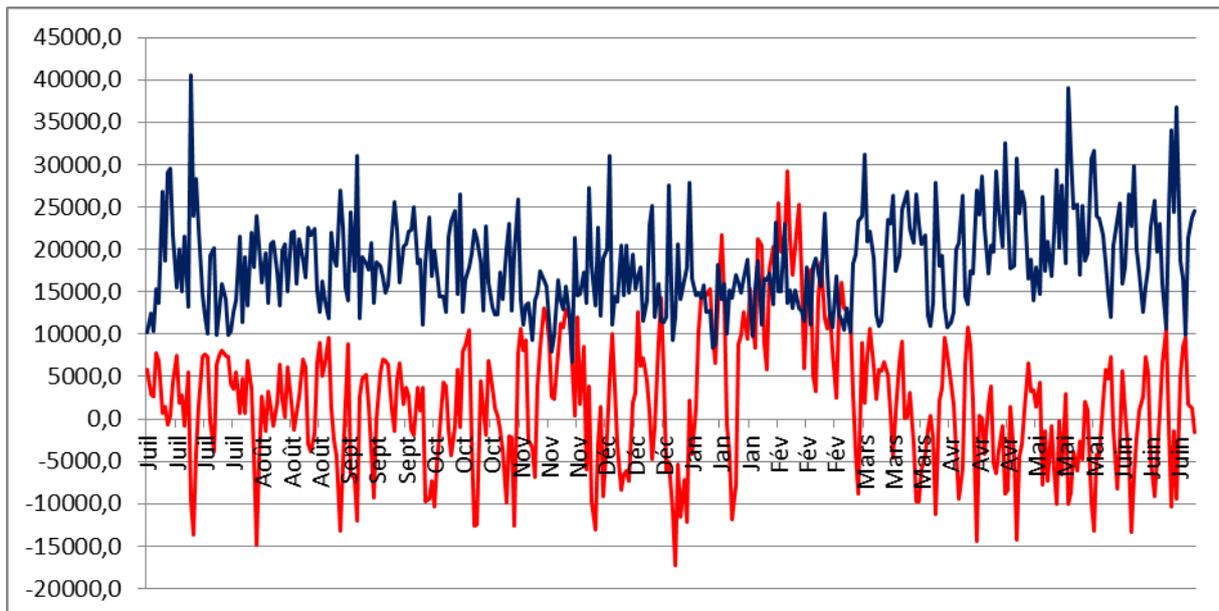


Figure 14

*Evolution sur une année de la différence entre la consommation et la somme des productions solaire, éolienne et nucléaire. Ces trois quantités sont normalisées comme indiqué dans le scénario ADEME.*

*La courbe rouge donne pour chaque jour la différence entre puissances fournies et consommées moyennes (en MW) dans la journée. La courbe bleue donne pour chaque jour la différence entre les puissances maximale et minimale.*

La courbe rouge oscille maintenant autour d'une faible valeur moyenne (2,2 GW) puisqu'on a pris en compte près de 80% de la production alors que, selon l'ADEME, la consommation ne correspond qu'à 83% de la production. En revanche, on observe qu'on a toujours besoin de moyens de production substantiels au plus fort de l'hiver.

Avant de passer à l'analyse de la structure horaire des besoins d'exportation, la Figure 15 compare heure par heure le besoin initial de consommation (courbe bleue) et ce en quoi on l'a transformé après avoir mis en oeuvre 111 GW de puissance (80% du parc) soit plus de 25% en excès par rapport au pic extrême de consommation. Le besoin maximal de puissance complémentaire reste de 36,2 GW. Il est donc supérieur à la somme des puissances hydraulique plus CCG plus TAC prévue dans le scénario. A d'autres moments il faut au contraire exporter. Le maximum de puissance à exporter est de 31,4 GW. On peut se demander si l'ADEME a prévu dans son montage budgétaire la construction de lignes de transfert international supplémentaires capables de gérer un tel flux sortant du pays. De fait, sur l'année, à ce stade, il faut déjà prévoir d'exporter 26,2 TWh (intégrale de la fraction négative de la courbe rouge) alors que 45,3 TWh (intégrale de la fraction positive) restent encore à fournir pour couvrir la consommation française. Comme l'ADEME ne discute même pas globalement la façon dont le solde international (import-export) est construit, nous ne pouvons aller plus loin dans l'analyse.

L'ADEME fait donc dépendre la stabilité du système de la capacité de la France à exporter et importer. Toutefois, au-delà des chiffres de solde d'échange sommés à l'année qui ne sont pas trop différents des valeurs actuelles il s'agit d'une gestion complètement différente. Pour s'en convaincre, on a dessiné en Figure 16 la moyenne heure par heure sur le printemps (1 Avril -30 Juin) de la différence entre la consommation et la somme des productions solaire, éolien et nucléaire. Ainsi la barre N° 1 correspond à la moyenne sur 91 jours de la différence (Figure 15 courbe rouge) prise chaque jour entre 0h et 1h du matin – ainsi de suite pour les 24 heures de la journée.

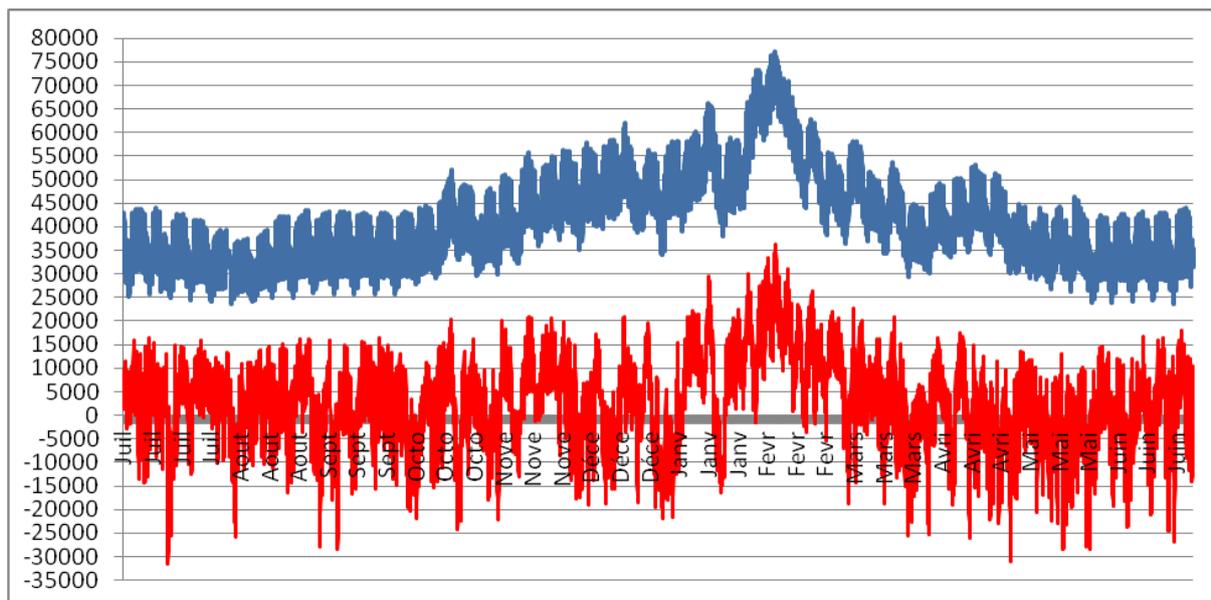


Figure 15

Evolution heure par heure du besoin initial de consommation (courbe bleue, voir aussi Fig.1) et du reliquat de puissance électrique qu'il faut soit produire (valeurs positives) soit évacuer (valeurs négatives) (courbe rouge, voir aussi Fig.7) une fois que les productions solaires, éoliennes et nucléaires sont mises en œuvre.

Que constatons nous ? Il reste nécessaire de produire la nuit pour satisfaire la consommation française puisqu'il n'y a pas assez de production entre solaire, éolien et nucléaire. Par contre, il faut absolument exporter de 10h à 18h avec *en moyenne sur la période* un pic de 12 GW autour de midi. On a donc une situation complètement inversée par rapport à la situation actuelle où les exportations sont plutôt celles de la production nucléaire bon marché.

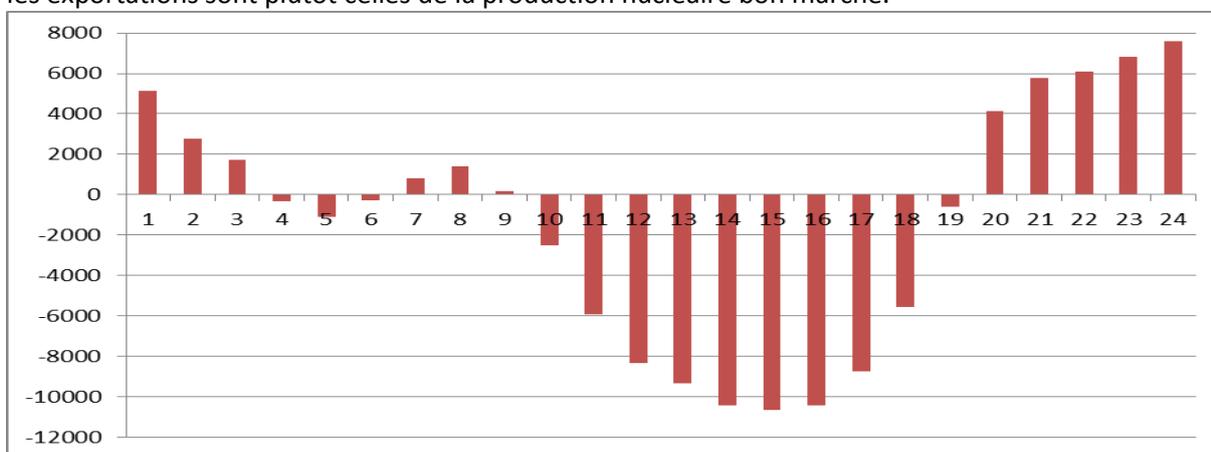


Figure 16

Moyenne sur la période 1<sup>er</sup> Avril-30 Juin, pour chaque heure de 1 à 24 de la différence de puissance (MW) entre consommation française et somme des productions solaire, éolienne et nucléaire

Or nous disposons de l'exemple de l'Allemagne qui en milieu de journée doit déjà exporter (en bradant son énergie électrique) pour gérer la production de ses quelques 32 GW de solaire. Ainsi la Figure 17 extraite du « Schéma Décennal 2012 » de RTE montre sur une semaine de Septembre que l'Allemagne demande déjà à exporter son courant vers la France en milieu de journée. Il est prévu que le chiffre allemand de puissance solaire photovoltaïque monte à 50 GW. De l'autre côté des Alpes, l'Italie fait aussi croître son parc solaire à grande vitesse. Le scénario que l'ADEME nous

proposé conduit donc à une situation où tous les pays adeptes du solaire photovoltaïque souhaiteront exporter au même moment. Où trouveront-ils des acheteurs ?

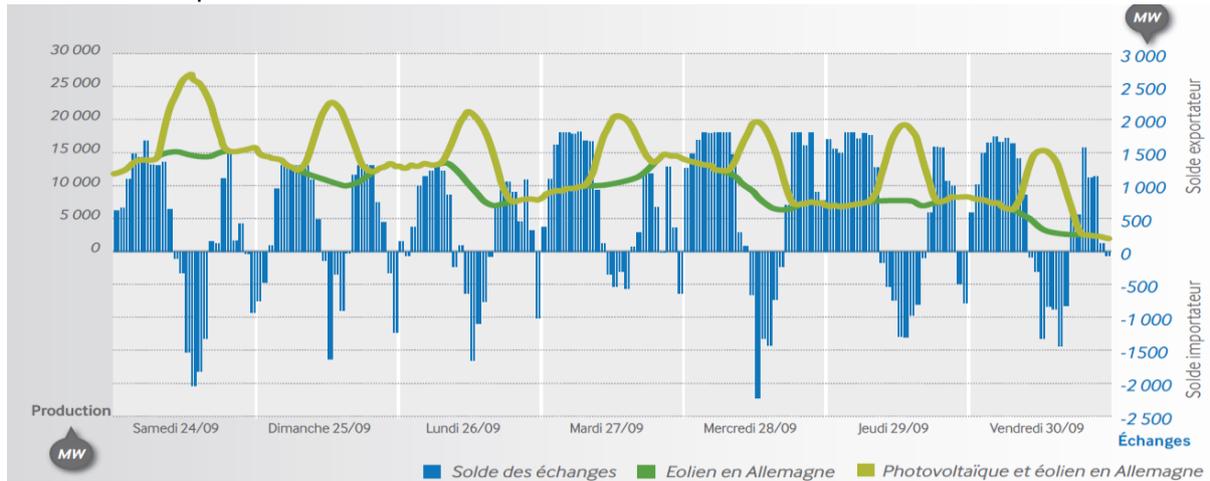


Figure 17

*Comparaison de la production renouvelable allemande et du flux électrique depuis et vers la France pendant une semaine de Septembre. Avec la convention choisie, les importations apparaissent comme des barres bleues de valeur négative. Source Schéma prévisionnel 2012 de RTE.*

Il est plus que probable qu'à l'instar de la République Tchèque et de la Pologne, qui envisagent de protéger la stabilité de leur réseau contre les productions intermittentes allemandes, les pays mettront en place à leur frontière des interrupteurs (stabilisateurs de fréquence) interdisant l'arrivée d'énergie électrique non désirée. Si c'est le cas, qu'est ce que l'ADEME propose que nous fassions de la nôtre ?