



Projet d'arrêté relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie 2018/2023 (PPE) Évolution des capacités de production des énergies renouvelables électrogènes : la fuite en avant

Jean-Pierre Pervès

1. Sommaire

Le gouvernement français, dans sa proposition d'arrêté relatif à la PPE 2018/2023¹, propose d'accélérer le déploiement des électricités éolienne et photovoltaïque. Ces énergies présentent bien sûr l'avantage d'être renouvelables, même si leur intermittence et leurs productions très aléatoires les rendent dépendantes de moyens de centrales de back-up, qui sont majoritairement en France des centrales nucléaires et hydroélectriques non émettrices de gaz à effet de serre (GES) ou des centrales à combustibles fossiles.

Mais le marché de l'électricité en France, et plus largement en Europe, est dans la tourmente : les moyens classiques de production (nucléaire, fossiles et hydraulique en France) sont soumis à la loi du marché et portent toute la responsabilité d'ajustement du réseau et de garantie de fourniture aux consommateurs. Quant aux énergies renouvelables, elles bénéficient de tarifs élevés et garantis à long terme, d'une garantie d'achat de leur production et d'aucune responsabilité. En résumé, contrairement à toute doctrine économique saine, priorité est donnée sur le marché à des énergies chères et non garanties, les énergies compétitives et pilotables devant s'effacer.

L'Europe elle-même commence à se préoccuper d'une situation qui a mis en danger les plus grandes entreprises du secteur en Europe et vient de proposer de soumettre les énergies renouvelables matures, éolien terrestre et solaire photovoltaïque en particulier, aux lois du marché à partir de 2017. Mais le gouvernement français, dans sa proposition, s'attache au contraire à prolonger les privilèges dont bénéficient ces énergies renouvelables intermittentes (EnR) aux dépens des autres productions décarbonées, hydraulique et nucléaire :

- Par rapport à 2015 l'éolien terrestre devrait passer de 9.120 à 21.800 ou 23.300 MW en 2023 selon les deux scénarios haut et bas présentés, avec un rythme de raccordement au réseau qui va passer de 1.200 MW/an à 1.500 ou 1.800 MW/an.
- L'objectif visé pour l'éolien marin est de 3.000 MW.
- Le solaire devrait voir son rythme de raccordement augmenter de 900 MW/an à 1.600 ou 2.000 MW/an et la puissance installée de 6.200 MW à 18.200 ou 20.200 MW.

Au total l'électricité intermittente devrait évoluer selon les hypothèses haute ou basse de 16.500 MW à 43.000 ou 46.500 MW, soit environ 70% de la puissance actuelle des centrales nucléaires. **Nous n'analyserons ici que le scénario bas, déjà peu réaliste.**

¹ <http://www.lechodusolaire.fr/wp-content/uploads/2016/04/ProjetArretePPI-110416.pdf>

Quel sera l'apport d'un investissement gigantesque, voisin d'une soixantaine de milliards d'ici 2023 ? La production de ces intermittentes (assimilées ici aux seuls éolien et solaire, les autres EnR apportant seulement quelques centaines de MW de plus) va passer de 26.1 TWh en 2015 à 72 TWh en 2023 (soit 14,6 % de la production), avec une consommation totale d'environ 10% inférieure à l'actuelle (hypothèse LTE²). Cette augmentation se fera très majoritairement aux dépens de la production nucléaire car la faible contribution des fossiles (6,2 % en 2015), devra être maintenue en large partie pour faire face aux conditions hivernales (solaire faible et vent absent généralement lors des grands froids) et assurer le suivi du solaire en été (fluctuations brutales en milieu de matinée et d'après-midi). Le nucléaire passerait ainsi de 417 TWh en 2015 à environ 325 TWh, soit 22% en moins³. Cette évolution explique l'embarras du gouvernement qui n'a pu proposer en même temps la programmation pluriannuelle du nucléaire. Deux solutions possibles : garder la même puissance installée, mais augmenter d'au moins 25 % le coût de production du nucléaire alors que le marché spot est au plus bas, ou arrêter d'ici 2023 environ 14 GW de nucléaire et compenser sa contribution au suivi du réseau par un appel à des turbines à gaz.

Le gain en termes de gaz à effet de serre sera au mieux très faible (8 à 10 millions de tonnes de CO₂) et même négatif si le parc nucléaire était réduit. A titre de comparaison l'investissement pour prolonger de 20 ans le parc nucléaire (55 milliards d'ici 2025) serait 6.7 fois inférieur pour une même quantité d'énergie produite. La programmation pluriannuelle proposée n'est pas justifiée :

- Du point de vue environnemental⁴ : la priorité de la lutte contre le changement climatique étant clairement affichée en France et en Europe c'est sur les secteurs des transports et du bâtiment que les efforts devraient être portés.
- Du point de vue économique car elle se traduira par une augmentation démesurée du coût de l'électricité, pour les familles en particulier⁵,
- Du point de vue de l'indépendance énergétique car la quasi-totalité des éoliennes terrestre (99%) et des panneaux photovoltaïques (presque 100%) seront importés et l'avenir de la filière française de l'éolien offshore est très menacé.

A ces remarques il faudrait ajouter la difficulté de gestion des énergies intermittentes, analysée en détail ci-dessous à l'horizon 2023 en s'appuyant sur des données indiscutables, les productions horaires réelles des énergies intermittentes en France en 2013, année représentative d'un climat « normal »⁶.

Il est particulièrement clair que **toutes les sources d'électricité auraient dû être étudiées en même temps et mises en perspective les unes avec les autres. L'arrêté n'est accompagné ni d'une étude de son impact, ni d'une évaluation des coûts générés en regard des productions attendues. C'est ce que cet article va s'attacher à préciser.**

² LTE : Loi sur la Transition Énergétique. Dans ses scénarios RTE (Réseau de Transport d'Electricité) prévoit plutôt une stabilisation. Les chiffres donnés de contribution des EnR de cette étude sont donc probablement optimistes

³ Il est difficile de prévoir ce que seront les équilibres exportations/importations. Globalement les parcs charbon et lignite européens devraient diminuer, d'où un marché pour le nucléaire français et pour les centrales à gaz, et les ENR, éolien et solaire seront souvent simultanément en surproduction ou sous production.

⁴ Le secteur électrique en Allemagne, avec 74 GW intermittents en 2014 émettait dix fois plus de CO₂ que la France leurs rejets, 325 millions de tonnes par an, étant au même niveau qu'en 1999

⁵ L'Allemagne, impose aux foyers un prix d'électricité double de celui de la France

⁶ Source : RTE (Réseau de transport d'électricité) Eco2Mix : <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix-mix-energetique>

2. Vision des capacités de production d'électricité en 2018 et 2023

Ce projet d'arrêté vise à définir les investissements rendus nécessaires d'ici 2023 pour répondre aux objectifs de la loi sur la transition énergétique, objectifs qui n'avaient pas été précisés avant le vote de cette loi par les parlementaires. Ceux-ci n'avaient donc pas pu voter en connaissance de cause, mais sur la base d'orientations générales résultant d'accord électoraux antérieurs. Le tableau ci-dessous présente les objectifs fixés par l'arrêté en les comparant à la réalité des années 2014 et 2015.

| ARRETE EnR | | | Evolution Annuelle | Arrêté Fin 2018 | Evolution Annuelle | Arrêté Fin 2023 | Arrêté Fin 2023 | Evolutions 2023/2018 | annuelles 2023/2018 |
|--------------------------------|--------------|--------------|-----------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|--------------------|-------------------------|------------------------|
| Puissances installées en MW | Fin 2014 | Fin 2015 | 2015 | Fin 2018 | 2018/2015 MW/an | Hyp. basse | Hyp. Haute | Hyp. Basse MW/an | Hyp. Haute MW/an |
| Eolien onshore | 9120 | 10312 | 1192 | 14300 | 1329 | 21800 | 23300 | 1500 | 1800 |
| Eolien offshore | 0 | 0 | 0 | 500 | 167 | 3000 | 3000 | 500 | 500 |
| Total Eolien | 9120 | 10312 | 1192 | 14800 | 1496 | 24800 | 26300 | 2000 | 2300 |
| Photovoltaïque | 5292 | 6191 | 899 | 10200 | 1336 | 18200 | 20200 | 1600 | 2000 |
| Energies marines | 241 | 241 | 0 | 241 | 0 | 341 | 341 | 20 | 20 |
| Hydraulique | 25400 | 25400 | 0 | 25300 | -33 | 25800 | 26050 | 100 | 150 |
| Géothermie électrique | 0 | 17 | 17 | 8 | -3 | 53 | 53 | 9 | 9 |
| Déchets et autres | 455 | 455 | 0 | 455 | 0 | 455 | 455 | 0 | 0 |
| Bois/énergie électrique | 297 | 365 | 68 | 540 | 58 | 790 | 1040 | 50 | 100 |
| Méthanisation | 110 | 120 | 10 | 137 | 10 | 237 | 262 | 20 | 25 |
| Total électrique MW | 40915 | 43100 | 2181 | 51681 | | 70676 | 74701 | 3799 | 4604 |

Quelques constats :

- Le rythme annuel de construction d'éoliennes terrestres s'amplifie, passant d'environ 1.000 MW par an depuis 5 ans (et 1.200 en 2015) à 1.300 d'ici 2018 et à 1.500 de 2019 à 2023. C'est donc une volonté forte de couvrir le territoire français d'éoliennes (environ 11.000), comme en Allemagne, sans se préoccuper de notre importante industrie touristique et de l'impact des éoliennes sur les proches habitants et la valeur de leur patrimoine.

- Le rythme de réalisation d'éoliennes offshore est par contre beaucoup plus lent qu'envisagé antérieurement : il est limité à 167 MW en 2018 et 3.000 MW en 2023, très en dessous des engagements antérieurs qui étaient de 6.000 MW en 2020. Il faut y voir d'une part un recul résultant des coûts affichés de cette énergie, environ 220 €/MWh pour les deux premiers appels d'offre, soit de 5 à 7 fois le prix du marché, et des inquiétudes sur la pérennité des deux fabricants retenus, AREVA (lâché par son partenaire espagnol GAMESA) et ALSTOM (suite au rachat de l'essentiel de l'entreprise par GE). Les sites choisis, souvent au large de côtes très touristiques et ayant des activités halieutiques importantes, suscitent de plus des oppositions vives.
- Les énergies marines (hors éolien offshore) sont à un niveau très faible, ce qui est justifié malgré de nombreux effets d'annonce.
- L'arrêté est très ambitieux en ce qui concerne le solaire qui voit son rythme annuel de déploiement passer de moins de 1.000 MW/an à 1.330 d'ici 2018 puis à 1.600 MW par an de 2019 à 2023.
- En supposant, ce qui serait logique dans l'esprit des rédacteurs de cet arrêté, de poursuivre le rythme de développement de cette électricité intermittente jusqu'à 2030 elle passerait selon l'hypothèse basse aux 68.200 MW, niveau qui peut être comparé au 63.000 MW actuels du nucléaire, à la puissance installée totale française de 129.300 MW en 2015, mais aussi à l'appel minimum de puissance, l'été, de 30.000 MW seulement.
- Les autres moyens de production renouvelables évoluent également soit très faiblement (comme l'hydraulique qui ne progresse que de 2,5 %), ou en restant très minoritaires (le reste passe de 1300 à 1900 MW environ).

Globalement le programme présenté est sensiblement au niveau de celui qui est défendu par l'ADEME, malgré toutes les alertes sur son aspect irréaliste et son coût pour le pays et les familles et il faut s'inquiéter de la fragilité qui résultera du repli des énergies « pilotables », essentielles à la stabilité du réseau. En effet elles devraient diminuer de 2015 à 2020 de 4 à 8 GW selon RTE⁷ en tenant compte des arrêts de centrales à fuel et à charbon, avec de plus des risques de mise sous cocon d'installations gaz en raison de l'écroulement des coûts du marché.

3. Conséquences sur les productions en 2018 et 2023.

Il est assez aisé d'avoir une vision réaliste des productions en examinant les résultats d'une année moyenne en France (2013 plutôt que 2012 avec ses grands froids ou les années suivantes, exceptionnellement douces). Il suffit d'adopter les productions réelles horaires 2013⁸ en les amplifiant pour les énergies intermittentes selon le rapport des puissances installées, ce qui est très réaliste.

3.1. Analyse du scénario bas 2018/2023 en comparaison de la situation en 2015

Les performances de ce scénario sont récapitulées dans le tableau ci-dessous. Nous n'avons pas examiné en détail le scénario haut, très probablement hors de portée (il augmenterait de 15% environ les résultats présentés). Dans l'hypothèse d'une production annuelle de 492 TWh soit environ 90% de la production

⁷ RTE : BILAN PRÉVISIONNEL de l'équilibre offre-demande d'électricité en France

⁸ Source : RTE (Réseau de transport d'électricité) Eco2Mix : <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix-mix-energetique>

annuelle actuelle⁹, conformément à la LTE (qui présente très probablement une vision optimiste de l'efficacité énergétique), la production de l'ensemble éolien et solaire serait portée de 26.1 TWh en 2015¹⁰ à 72 TWh en 2023, soit 14,7% de la production totale :

| | Scénario bas 2023 | |
|--|--------------------------|---------------------------------|
| | Eolien + solaire | Autres sources d'énergie |
| Production TWh | 72,1 | 420 |
| % contribution à la production annuelle | 14,7 | 85,3 |
| Efficacité de production %(¹¹) | 19,1 | |
| Puissance maxi MW | 25166 | 89171 |
| Puissance mini MW | 370 | 13947 |

Son efficacité serait de 19,1% (par efficacité de production de l'ensemble éolien + solaire on entend production annuelle réelle comparée à la production des deux parcs fonctionnant en continu à pleine puissance)¹².

On constate par ailleurs que la puissance maximale appelée de l'ensemble des autres moyens de production reste très élevée, soit 89,2 GW pour 92,2 GW appelés au total. Ainsi même pour des puissances intermittentes très élevées (69% de la puissance du parc nucléaire en 2023), il faudra conserver en back-up des puissances pilotables voisines des puissances actuelles. Le déploiement des énergies intermittentes ne peut se concevoir qu'en augmentant de presque autant la puissance installée totale. Dans ce scénario la puissance installée totale passe de 129,3 GW en 2015 à 151 GW en 2023.

La figure 1 ci-dessous montre, avec ces conditions climatiques semblables à celles de 2013, ce que serait la consommation horaire annuelle en France en 2023 et, en regard, les productions cumulées de l'ensemble « éolien + solaire » et celles de l'ensemble des autres contributeurs du mix.

⁹ Il est difficile de prévoir ce que seront les équilibres exportations/importations. Globalement les parcs charbon et lignite européens devraient diminuer, d'où un marché pour le nucléaire français et pour les centrales à gaz, et les ENR, éolien et solaire seront souvent simultanément en surproduction ou sous production.

¹⁰ Source bilan annuel 2005 de RTE : http://www.rte-france.com/sites/default/files/2015_bilan_electrique.pdf

¹¹ Cette notion est correcte car la totalité de la production est distribuée. Elle n'est pas applicable aux énergies pilotables (fossiles, nucléaire et hydraulique de barrages) qui doivent s'effacer dans le cadre de leur responsabilité de suivi de charge.

¹² Globalement les efficacités annuelles moyennes constatées aujourd'hui sont de 23% pour l'éolien terrestre et 14% pour le solaire en France. Dans cette étude l'efficacité retenue pour l'éolien marin est de 40% en référence aux sites belges, ce qui est sans doute optimiste.

A titre de comparaison ce chiffre est voisin de 90 % pour des centrales thermiques, fossiles ou nucléaires

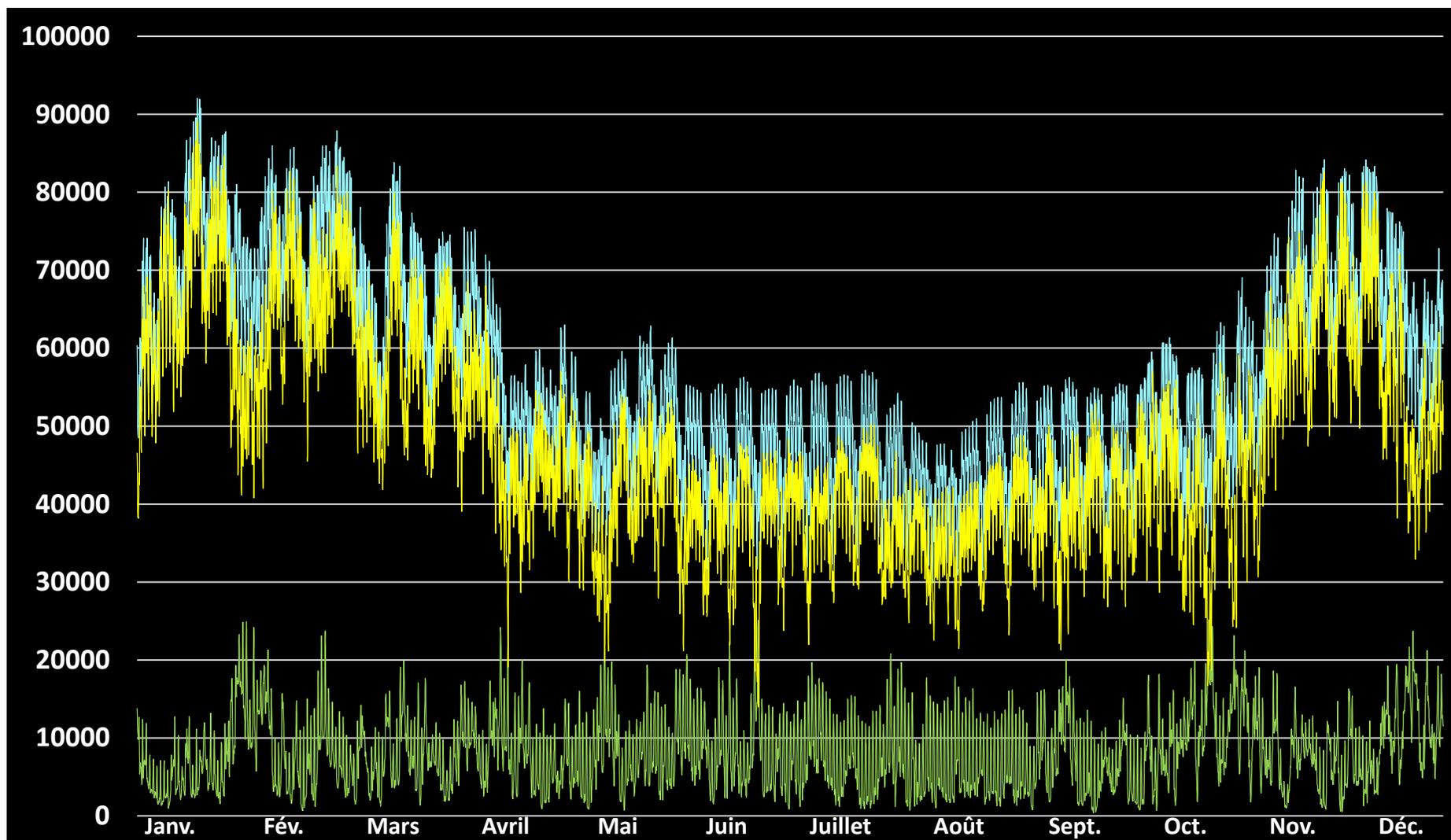


Fig. :1 - Productions horaires 2023 en MWh (scénario bas du projet d'arrêté) dans l'hypothèse de conditions climatiques identiques à celles de 2013. Les productions de l'éolien et du solaire en 2013 sont amplifiées en se projetant en 2023 au prorata des puissances installées : en bleu la production totale, en vert « éolien + solaire » (43 GW puissance installée) et en jaune l'ensemble des autres moyens de production en 2023.

On constate, comme l'ont montré toutes les études antérieures la faiblesse de la contribution de l'éolien et du solaire en hiver, qui oblige à un recours massif aux autres sources, et la sévérité des fluctuations de puissances imposées à ces dernières, en particulier en été. Ces évidences ressortent en détail dans les deux figures suivantes pour des conditions hivernale (figure 2) et estivale (figure 3).

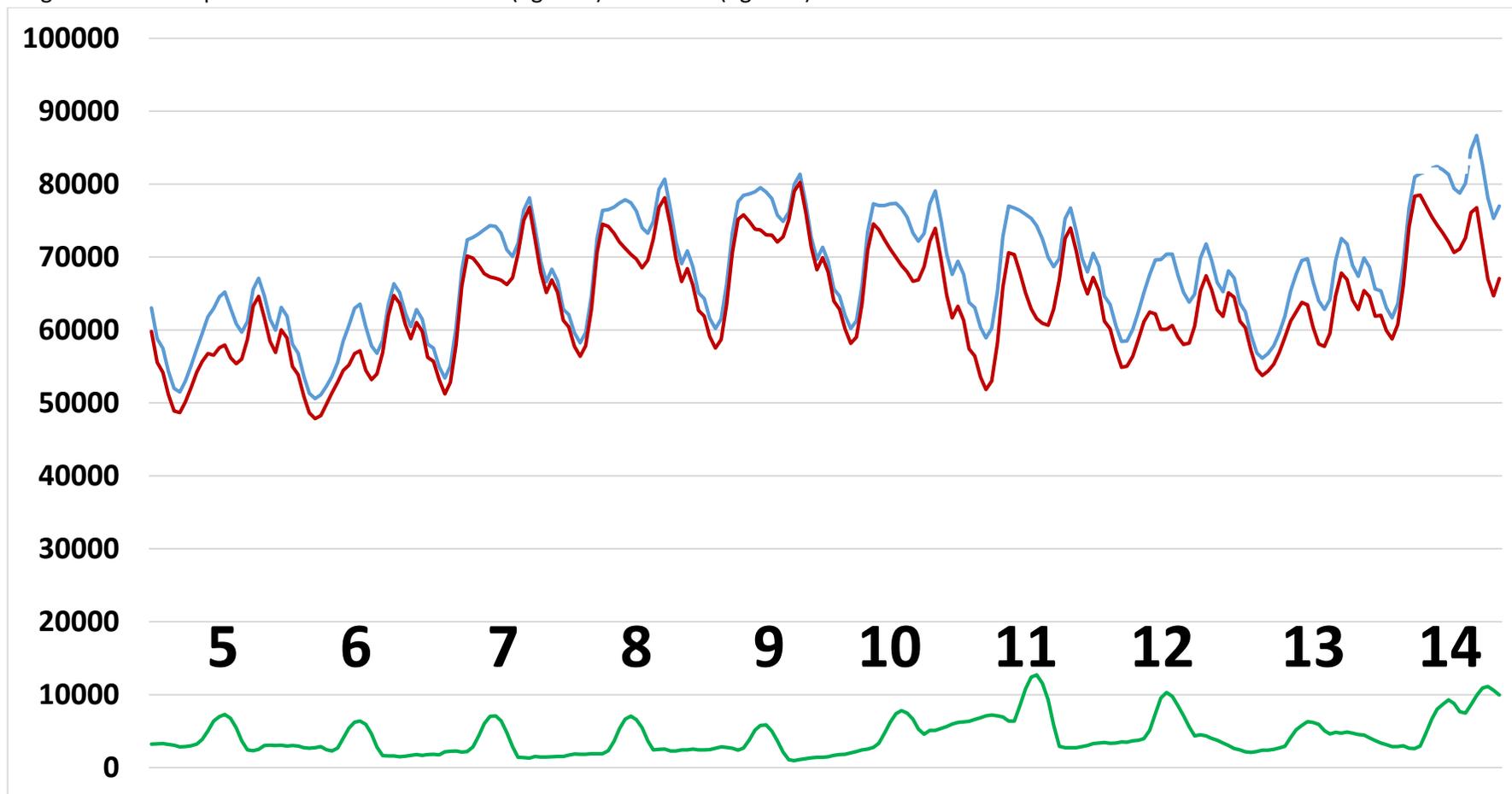


Fig. : 2 – Productions horaires en MWh (scénario bas du projet d'arrêt) dans l'hypothèse de conditions climatiques identiques à celles de 2013. Les productions de l'éolien et du solaire en 2013 sont amplifiées en se projetant en 2023 au prorata des puissances installées : en bleu production totale, en vert « éolien + solaire » (43 GW installés) et en rouge l'ensemble des autres moyens de production en 2023 dans les mêmes conditions climatiques qu'entre le 5 et le 14 janvier 2013. La production horaire moyenne sur cette période de 10 jours de l'éolien et du solaire ne serait que de 6 % de la production totale. Leur contribution minimale serait de 950 MW pour une puissance appelée de 81400 MW, soit 1,15%. Il faut noter que c'est une période froide mais loin des conditions de 2012 quand la puissance appelée avait été de 102 GW et non 92 GW.

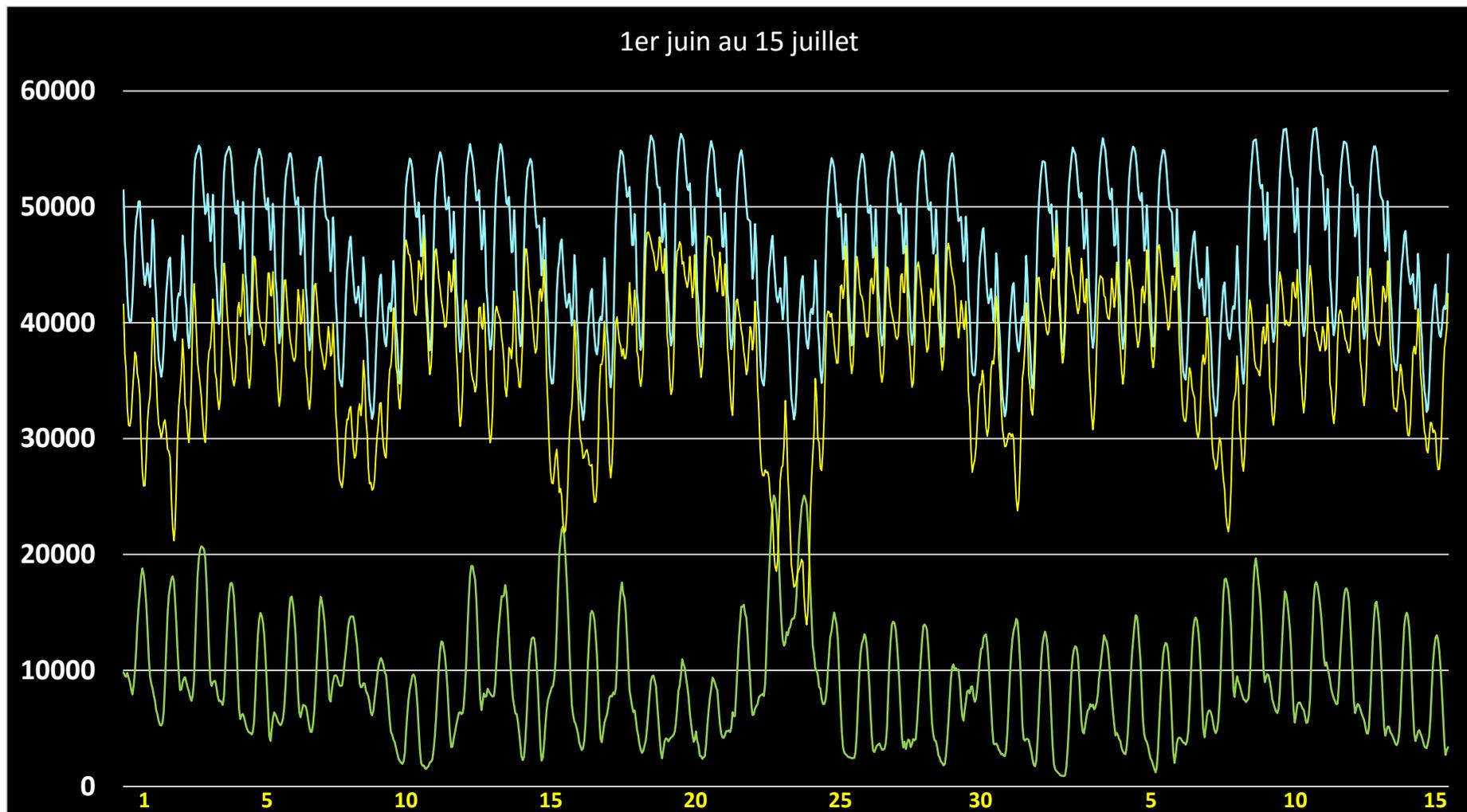


Fig. : 3 – Productions horaires en MWh (scénario bas du projet d'arrêt) dans l'hypothèse de conditions climatiques identiques à celle de 2013. Les productions de l'éolien et du solaire en 2013 sont amplifiées en se projetant en 2023 au prorata des puissances installées : en bleu production totale, en vert l'éolien + le solaire (43 GW installés) et en jaune l'ensemble des autres moyens de production en 2023 dans les mêmes conditions climatiques qu'entre le 1^{er} juin et le 15 juillet 2013. La production horaire moyenne de l'éolien et du solaire sur cette période de 45 jours serait de 19.2 % de la production totale. Leur contribution minimale serait de 736 MW pour une puissance appelée de 42100 MW, soit 1,7%. Il faut noter que c'est une période chaude mais éloignée des conditions des canicules de 2003 et 2006.

Hors les périodes de pénurie, bien révélées par les figures ci-dessus, l'impact du solaire est particulièrement marqué en été sur les fluctuations de puissance imposées aux centrales thermiques et hydrauliques, avec des variations rapides de 10 à 15 GW sur 3 à 4 heures, deux fois par jour.

Peut-on espérer que le foisonnement des énergies intermittentes en Europe puisse atténuer fortement ces variations ? Malheureusement non car :

- d'une part l'ouest européen ne couvre que 1,5 fuseaux horaires, d'où une production solaire pratiquement synchrone dans tous les pays,
- et d'autre part il est sous une influence globale des dépressions atlantiques et d'anticyclones qui rendent souvent semblables les productions éoliennes des pays voisins du notre (voir articles ci-dessous référencés¹³).

3.2. Quel scénario pour 2030

En supposant qu'entre 2024 et 2030 les rythmes annuels d'installation de parcs éoliens et solaires resteraient identiques à ceux du scénario bas 2018/2023, on arriverait en 2030 à environ 70 GW de puissance installée « éolien + solaire » et à environ 175 GW de puissance installée totale, soit pratiquement le double de la puissance requise. Dans ce cas leur contribution lors de périodes froides resterait faible (10 % environ de la production). Mais leur variations l'été seraient considérables, de 25 à 35 GW sur quelques heures, avec en particulier lors d'épisodes venteux et ensoleillés (par exemple similaires au 23 juin 2013), la possibilité d'avoir à arrêter toutes les autres installations et à exporter simultanément 5 à 10 GW¹⁴ (sous réserve bien sûr que les mêmes surproductions ne soient pas constatées ailleurs, ce qui sera souvent le cas lors d'anticyclones).

4. A quel prix ? Quelques chiffres

Les investissements mis en jeu sont considérables :

- En ce qui concerne l'éolien terrestre le prix d'achat n'a pas changé depuis 2007 et le Grenelle de l'environnement. Il s'établit aujourd'hui à environ 94 €/MWh en tenant compte des formules de révision des prix. On peut en déduire un niveau d'investissement (chiffres industriels confidentiels) inchangé, environ 1,4 milliards par GW installé, soit 16.1 milliards pour 11.5 GW ajoutés
- En ce qui concerne l'éolien offshore l'investissement est de 4,5 milliards par GW, soit 13,5 milliards pour 3 GW ajoutés.

¹³ http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/A%20Eolien%20en%20Europe,%20foisonnement%20et%20production%20de%20H2.pdf:

Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe de l'Ouest et :

http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/131120_Flocard_FoisonnementEolienTexte.pdf: « Nature et limites du foisonnement éolien :

¹⁴ Bien sûr dans l'hypothèse où l'obligation d'enlèvement de leur production serait maintenue.

- Il est plus difficile d'estimer l'investissement qui sera nécessaire pour le solaire étant donné la variété des conditions d'utilisation. En moyenne le prix de vente du solaire bâti en 2016 serait 125 €/MWh¹⁵. Le coût d'investissement moyen peut donc être estimé à 2 milliards par GW en moyenne, soit 24 milliards d'ici 2013.
- Il faut de plus intégrer une part significative des investissements prévu par RTE et ERDF, soit environ 1 milliard par an ou 8 milliards d'ici 2023, voire des investissements supplémentaires en turbines à gaz

L'investissement total pour produire 43 TWh par an de plus en 2023 qu'en 2015, soit 72 TWh par an, sera d'environ 61 milliards.

Il est intéressant de noter qu'avec un investissement inférieur, 55 milliards, le parc nucléaire actuel serait prolongé de 20 ans et produirait 417 TWh par an, soit un investissement par TWh 5.8 fois inférieur. Or ce sont deux énergies comparables en ce sens qu'elles réclament de forts investissements mais bénéficient de coûts d'exploitation modérés.

Il est difficile d'estimer ce que sera l'impact de l'ensemble des programmes de déploiement du solaire et de l'éolien dans les pays mitoyens ainsi que celui des réseaux transfrontaliers. Pourrait en résulter une amplification des exportations de notre électricité nucléaire, ce qui permettrait de conserver un parc plus important, mais sans effet sur les conséquences des investissements proposés par l'arrêté sur le prix de l'électricité en France, comme constaté en Allemagne.

5. Impact sur les émissions de gaz à effet de serre (GES)

Les émissions de gaz à effet de serre du mix électrique français sont très faibles, variant depuis plusieurs années de 23,1 millions de tonnes des CO₂ en 2015, année relativement douce, à 19 millions en 2014, année très douce, et à 30 millions de tonnes en 2013 année normale. Cet écart résulte essentiellement des conditions climatiques, mais aussi en partie de la croissance de la contribution des énergies intermittentes. En comparant 2013 et 2015 on peut estimer la contribution de l'éolien et du solaire à la réduction des GES à environ 5 millions de tonnes par an.

Il est cependant évident qu'une croissance forte de ces énergies, et du solaire en particulier, va mobiliser des moyens de suivi de charge très souples, l'hydraulique de barrage bien sûr, mais également des turbines à gaz, l'été en particulier. L'hiver, les épisodes froids sont rarement venteux et la contribution du solaire est 5 fois moins élevée qu'en été : l'appel aux fossiles restera donc important. ***On prévoit qu'à partir d'un niveau voisin de celui de 2020 le gain CO₂ sera quasi nul, et deviendra négatif ensuite. On peut en déduire que le remplacement du nucléaire par des énergies intermittentes ne se justifie pas en France pour des raisons climatiques et économiques, mais en fonction du seul objectif de réduction rapide de la part du nucléaire dans le mix.***

¹⁵ Le calcul résulte de la répartition du solaire par tranche de puissance et type d'installation en prenant 240€/MWh pour les installations intégrées en toiture, 125 pour les puissances intermédiaires (ombrières, hangars, ...) et 85 pour les grandes installations, les deux dernières valeurs résultant de l'appel d'offre 2015 sur 800 MW (Enerpresse) Il faut noter que la CRE a évalué la contribution du solaire à la CSPE en 2015 à 337 €/MWh (39% du total de la CSPE), soit beaucoup plus. Ceci reflète les tarifs d'achat antérieurs très abusivement élevés depuis 2006 : la CRE dans son rapport « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France » s'inquiète à juste titre de taux de rentabilité sur fonds propre abusifs des deux technologies éolienne et solaire.

6. Conclusion

Il n'est pas question ici de négliger l'intérêt des énergies renouvelables électrogènes, qui sont promises à un grand avenir à condition de les associer à des moyens performants d'ajustement de la production non émetteurs de GES. Par contre le rythme de leur déploiement doit tenir compte de la réalité actuelle : introduites dans des pays comme les USA, la Chine et l'Inde par exemple, elles se substituent principalement au charbon et au gaz et contribuent à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Ce n'est pas vrai pour l'Allemagne où elles se sont substituées à du nucléaire depuis 15 ans avec pour conséquence une production d'électricité à partir de combustibles fossiles quasiment inchangées depuis 2010, de 320 à 350 TWh/an ou plus de la moitié de la production¹⁶.

Mais dans des pays qui, comme la France, bénéficient d'une électricité décarbonée et compétitive (le solaire et l'éolien restent des énergies coûteuses, d'autant plus qu'on doit intégrer dans leur coût le back-up et l'extension des réseaux), leur introduction devrait accompagner essentiellement le développement des usages de l'électricité et l'arrêt d'installations non carbonées en fin de vie. Afin de réussir cette émergence progressive il est indispensable que notre pays impose un retour aux lois du marché pour les EnR matures et leur impose les recommandations européennes (ENTSOE¹⁷), sur les caractéristiques techniques des moyens de production électriques, en particulier sur les services système à fournir pour tous les moyens de production, suivi primaire et garanties de fourniture adossées à des énergies non carbonées ou des stockages.

Il faut rappeler qu'une programmation des investissements n'a de sens que si toutes les sources d'électricité sont étudiées en même temps et mises en perspective les unes avec les autres. Or cet arrêté n'est accompagné d'aucune étude d'impact ni d'une analyse des coûts induits alors que l'expérience allemande, avec une électricité qui a vu son prix doubler pour les familles, est révélateur.

On peut s'interroger aussi sur le vote favorable à cet arrêté par le Conseil Supérieur de l'Energie alors que le gain en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre sera infime : les noms des membres n'ont pas été publiés, sauf ceux désignés par le Sénat et par la Chambre, et les industriels concernés en font partie via le SER (Syndicat des énergies renouvelables).

¹⁶ Les émissions de CO₂ par kWh électrique en France sont d'environ 50 à 60 g, soit 8 à 9 fois inférieures qu'en Allemagne (environ 450 g/kWh)

¹⁷ ENTSOE: European Network of Transmission System Operators for Electricity