Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060

Commentaires d'une étude ADEME publiée le 10 décembre 2018

Synthèse de l'avis de l'Académie des technologies

L'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) a largement médiatisé en décembre 2018 son évaluation de l'évolution du Mix électrique jusqu'en 2060. Elle recommande en substance d'arrêter les centrales existantes avant leur fin de vie, les remplacer massivement par des installations solaires et éoliennes (multiplication par plus de dix des puissances installées actuelles), et développer une économie de l'hydrogène avec les surplus d'électricité des périodes favorablement ventées et ensoleillées.

L'Académie des technologies, comme elle l'a déjà écrit, s'inscrit pleinement dans la politique de développement des énergies renouvelables. Elle considère que la réussite de cette politique suppose des hypothèses réalistes. C'est pourquoi elle estime que les conclusions de l'étude de l'ADEME doivent être prises avec une très grande prudence. Elles ne devraient en aucun cas servir de base à des décisions de politique publique et leur médiatisation est prématurée. L'avis de l'Académie, justifié dans la note jointe, est notamment fondé sur les éléments ci-après.

1. L'ADEME n'a publié qu'une « synthèse » de son étude, qu'elle n'a pas soumise à une évaluation scientifique. Elle ne met pas en mesure les experts d'exercer leur légitime rôle d'évaluation et de contrôle. Présentée comme une « réponse à ses adversaires », l'étude de l'ADEME est affectée de nombreuses erreurs de méthodes et de contradictions.
2. L'approche de l'ADEME se concentre sur le secteur Electrique. Cependant les hypothèses qu'elle prend impactent les autres secteurs énergétiques et particulièrement le Gaz. Il existe des interactions entre ces secteurs ; par exemple, l'ADEME propose le développement d'importantes quantités de biogaz, notamment à partir d'hydrogène produit par électrolyse. Cependant on peut douter que cette stratégie soit compatible avec les contraintes propres au stockage et au transport de l'Hydrogène dans le secteur Gaz.
3. L'ADEME envisage une quasi-stagnation de la demande d'électricité jusqu'en 2060, malgré de nouveaux usages. Cette hypothèse est plus basse que celle retenue par la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) du Ministère de l'Environnement. Sur une aussi longue période, la prise en compte d'une croissance, ne serait-ce que de 1% par an, modifierait radicalement les résultats

   Malgré ces hypothèses basses sur la demande, les trajectoires de l'ADEME n'assurent pas la neutralité Carbone en 2050 – ce qui est pourtant un objectif gouvernemental - ni même en 2060. A cet horizon, les trajectoires de l'ADEME requièrent des importations significatives d'électricité, pour pallier les aléas du soleil et du vent. Mais les pays limitrophes seront soumis à des conditions météorologiques analogues, et ils ne seront pas en mesure de garantir les besoins français d'électricité.

4. Les coûts induits sur le secteur Gaz par le Mix électrique envisagé ne sont pas présentés. L'ADEME fonde à tort ses conclusions sur la seule économie de l'Electricité, sans prendre en compte les nécessaires investissements et d'exploitation du secteur Gaz.
5. De nombreuses hypothèses économiques retenues par l'ADEME[a] paraissent très discutables :
   - Le facteur de charge de la production éolienne terrestre adopté par l'ADEME est sensiblement supérieur au facteur de charge actuel ; cependant l'ADEME admet que les futurs sites seront moins bons que les sites présents[b], ce qui est inévitable.
   - Les installations de production d'hydrogène auront des facteurs de charge faibles ; en outre, les rendements attendus des processus de conversion (électrolyse d'électricité excédentaire, transport, stockage d'hydrogène, production d'électricité à partir de l'hydrogène) se heurtent à des limites physiques ; ils sont, in fine, très faibles. Ces pénalités ont-elles été correctement prises en compte ?
6. Certaines perspectives d'évolution des coûts d'investissement des énergies renouvelables sont surestimées par l'ADEME ; par exemple des baisses encore très significatives de l'éolien terrestre – technologie mature – sont peu probables.
7. L'ADEME ne semble pas prendre en compte de manière réaliste deux difficultés d'un système électrique fondé sur une proportion importante d'énergies intermittentes : la garantie du synchronisme[c] – clef de la stabilité du réseau - et l'ajustement aux variations rapides et fréquentes de la charge. L'ADEME convient que « des analyses supplémentaires seraient nécessaires ».
8. Les coûts des trajectoires de l'ADEME sont très voisins (moins de 3%) ; au vu d'écarts aussi faibles à un horizon si lointain, et d'incertitudes aussi grandes, les conclusions de l'ADEME sont prématurées. En l'absence d'écarts significatifs entre trajectoires, il serait plus pertinent de reconnaître la nécessité de diversifier le mix énergétique, sans donner l'exclusivité à une au développement des énergies renouvelables intermittentes.

La transition énergétique va mobiliser des centaines de milliards d'euros ; elle est porteuse de changements majeurs pour les générations futures. Ce serait une erreur de fonder cette transition sur des hypothèses techniques et économiques erronées tant sur les filières de production (renouvelables, nucléaire) que sur le système énergétique global, en négligeant les acquis de la France dont l'électricité est déjà essentiellement décarbonnée au profit de solutions hypothétiques et aléatoires. Les orientations proposées par l'ADEME sont risquées.

---

[a] Ou qui paraissent avoir été retenues : nous n'avons qu'une synthèse de l'étude, avec une connaissance très partielle de ses hypothèses.
[b] L'agence retient dans son étude un facteur de charge sensiblement supérieur à celui qu'elle propose dans son cahier d'hypothèses.
[c] C'est à dire l'ajustement instantané entre production et demande d'électricité.

Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060

Commentaires d'une étude ADEME publiée le 10 décembre 2018

L'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) a publié en décembre 2018 la synthèse d'une étude portant sur différentes trajectoires d'évolution du mix électrique en vue *« d'évaluer les trajectoires qui coûteront le moins cher pour la collectivité »*[1] (ci-après l'Étude). L'ADEME a largement médiatisé les conclusions qu'elle en retenait, sans attendre sa publication complète. Parmi ses principales conclusions, l'ADEME considère qu'un Mix électrique sans nucléaire est possible et économiquement pertinent.

La démarche de l'ADEME pose différents problèmes de méthode :

- Seule une synthèse de l'Étude 2018 a été publiée. L'étude complète est annoncée pour la fin du premier trimestre 2019. Alors que cette étude a déjà fait l'objet d'une intense communication, il n'est donc pas possible d'en faire une analyse approfondie.
- En 2015, le même Etablissement public intitulée avait produit un rapport « Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations »[2]. Ce rapport de 2015 et sa révision 2016 avaient été encadrés par un Comité scientifique externe (RTE, AIE, IDDRI, Météo France, SRU, Total) ; de nombreuses insuffisances avaient été détectées, dont la nouvelle Étude constitue la reprise. Cependant cette Étude 2018, sous-traitée à ARTELYS[d], n'a été revue que par des représentants de l'ADEME.
- Il est difficile de ne pas suspecter un biais des auteurs de l'Étude. A titre d'exemples :
    - Le président de l'ADEME, présentant ses conclusions, a indiqué que *« nous avons été attentifs aux arguments de nos <u>adversaires</u> »*[3], qualificatif inhabituel pour introduire un travail qualifié de scientifique ;
    - Le communiqué de presse annonçant cette étude affirme dans son premier paragraphe que « le développement de la filière EPR ne serait pas compétitif »[4]. Cependant cette affirmation est contredite par l'étude présentée, comme cette note le démontre.
    - Ni l'Étude, ni le communiqué de presse, ne relèvent une des importantes conclusions de l'Étude elle-même : seul un renouvellement partiel du parc nucléaire permettrait la neutralité Carbone en 2050, qui est un objectif gouvernemental nécessaire pour contenir l'augmentation de température de l'atmosphère terrestre en-deçà de 1,5°C.

En espérant une publication complète[e] de cette Étude, nous nous fonderons sur la synthèse publiée, et organiserons nos commentaires en trois chapitres : 1) Présentation de la méthodologie de l'étude et analyse critique des hypothèses ; 2) Analyse de la cohérence interne de l'étude, et des résultats ; 3) Comparaison de l'Étude à d'autres études récentes couvrant le même domaine.

---

[d] Comme le précédent rapport.

[e] Il convient que l'architecture des modèles de simulation et les données introduites soient rendus publics, ce qui n'a pas été le cas en 2015. Le Cahier d'hypothèses (Référence 12) diffusé avec l'Étude est très insuffisant à cet égard.

1) Présentation de la méthodologie de l'études et analyse critique des hypothèses

a. Les limites d'une prévision 2060

L'horizon de temps de l'Étude est 2060, soit plus de quarante ans. Et cette Étude suppose que la France, son économie, son environnement, ses technologies, ne connaîtront pas de rupture d'ici là. C'est comme si en 1910, on avait fait la prévision énergétique 1950, en négligeant les deux guerres mondiales et l'émergence de l'économie du pétrole ; ou en 1960 la prévision 2000, en négligeant le développement du nucléaire civil, la fin progressive du charbon, le développement des économies asiatiques, ou la prise de conscience du réchauffement climatique. A des horizons aussi lointains, le progrès technique est incertain ; en outre, les modèles de prévision sont entachés d'incertitudes considérables ; par exemple, l'Étude prend en compte une croissance de la demande d'électricité de 0,023%, c'est à dire une quasi-stagnation. Si cette croissance était d'1%, ce qui resterait très faible, ses résultats seraient complètement différents. A des horizons lointains, des méthodes prospectives s'attachant à identifier les ruptures possibles – technologiques ou sociales – apporteraient beaucoup plus d'enseignements que les prolongations du passé.

Commentaire 1 : les coûts des trajectoires de l'Étude sont très voisins (3% entre la plus et la moins coûteuse, si l'on écarte la première trajectoire, fondée sur des hypothèses complètement différentes des autres) ; pour des horizons aussi lointains, et avec des écarts aussi faibles, on ne devrait pas tirer de conclusions définitives comme le fait l'Étude. En l'absence d'écarts significatifs entre trajectoires, il serait plus pertinent de conclure à la nécessité de diversifier le mix énergétique.

b. La cohérence du mix énergétique global 2060 et du mix électrique proposé n'est pas démontrée

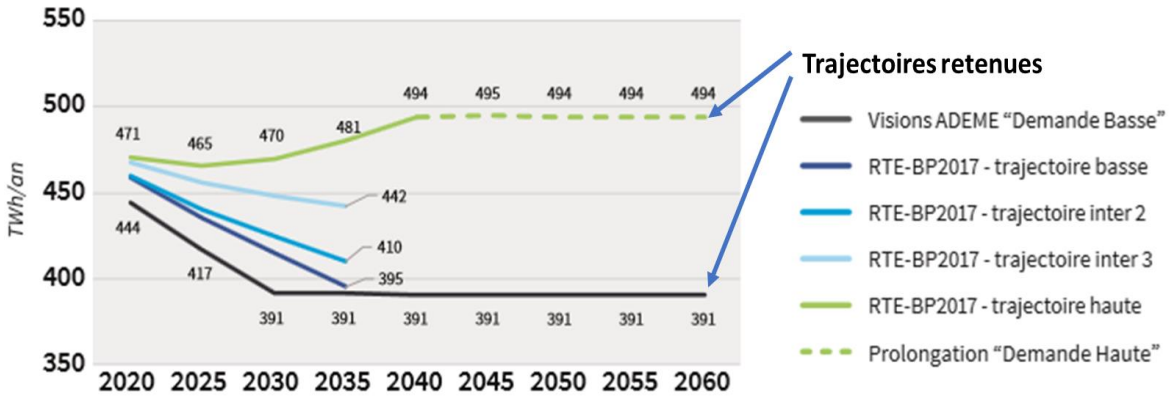
L'Étude s'attache à la seule production d'électricité, qui ne représente que 20% de la consommation d'énergie finale en France[5].Cependant la fourniture d'énergie est un système complet, chaque vecteur énergétique interagissant avec d'autres :

- par exemple, si on produit un excédent d'électricité comme le prévoit l'Étude, on peut l'utiliser pour produire de l'hydrogène par électrolyse ; mais y aura-t-il une demande pour cette production ? L'hydrogène pourrait être utilisé pour les mobilités (véhicules à H_2) ; mais si tel est le cas, il y aura moins de véhicules électriques, donc une rétroaction négative sur la demande d'électricité : l'Étude ADEME ne prétend pas avoir effectué cette analyse, et avoir vérifié la cohérence de ses résultats,
- de même, l'Étude, qui suppose le développement des biogaz, via la conversion d'hydrogène en CH_4 ou via la méthanisation via la fermentation de matières organiques, ne démontre pas que ces ressources sont suffisantes.

Commentaire 2 : l'Étude, telle que présentée, ne permet pas de vérifier que les Mix électriques envisagés s'intègrent dans un système énergétique cohérent.

c. L'Étude indique s'intéresser à deux scénarios de consommation, mais en réalité elle n'en prend en compte qu'un seul.

L'Étude affirme (p. 5) s'articuler autour de deux trajectoires de consommation, présentées ci-après :



Trajectoires retenues par l'étude

La trajectoire Basse est inspirée[f] de la vision ADEME 2017 pour le Mix énergétique 2050[6]. La trajectoire Haute est issue du scénario « Demande haute » présentée par RTE dans son étude « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre demande d'électricité[7] », produite en 2017 pour le débat public sur la Programmation Pluriannuelle de l'Energie. L'étude RTE s'arrêtant en 2035, l'Étude ADEME prévoit que la consommation se maintient constante au-delà de cette date.

Le tableau ci-après résume les scénarios de Mix électrique proposés par l'ADEME[g]. Pour mieux les comprendre, on rappelle qu'en 2017, la production et la consommation française d'électricité ont été de 529,4 TWh et 482 TWh (solde export net de 47,4 TWh).

Il ressort de ces sept scénarios que les six derniers correspondent à la trajectoire Haute RTE, et le premier à la Vision ADEME 2050.

Commentaire 3 : l'Étude prétend s'attacher à deux trajectoires de consommation. Cependant elle est essentiellement consacrée à la trajectoire Haute. Le premier scénario de mix électrique est fondé sur des hypothèses de consommation beaucoup plus basses (celle de l'étude 2015 de l'ADEME, qui a été largement critiquée) ; elle n'est pas comparable.

---

[f] « Inspirée » car l'unité d'énergie de l'étude 2017 est le Mtep, alors que c'est le TWh dans l'étude 2018. La forme de la trajectoire de consommation électrique est identique, mais le coefficient de conversion utilisé (12,5) ne correspond pas aux coefficients proposés par l'Agence Internationale de l'Energie.

[g] Dans ce tableau, P2X signifie ": Power-to- H_2 et Power-to-heat (utilisation d'électricité pour la production d'hydrogène, ou pour le chauffage (pompes à chaleur).

	Coût complet moyen sur la trajectoire (€/MWh)	Exports nets et P2X en 2035 (TWh)	Exports nets et P2X en 2060 (TWh)	Exports nets en 2060	Production en 2035 (TWh)	Production en 2060 (TWh)	Consommation 2035 hors P2X (TWh)	Consommation 2060 hors P2X (TWh)	Coût de la trajectoire (Mds €)
TRAJECTOIRE « EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ÉLEVÉE »	104	128	42	-10	525	445	397	403	1 181 €
TRAJECTOIRE DE RÉFÉRENCE	96	78	12	-38	570	520	492	508	1 277 €
TRAJECTOIRE « FAIBLE ACCEPTABILITÉ DES ENR TERRESTRES »	99	68	-16	-58	550	490	482	506	1 311 €
TRAJECTOIRE « PROLONGEMENT NUCLÉAIRE AISÉ »	95	130	10	-40	610	505	480	495	1 274 €
TRAJECTOIRE « EPR EN SÉRIE »	100	95	38	-16	575	550	480	512	1 315 €
TRAJECTOIRE « GAZ DE SYNTHÈSE »	96	125	60	-48	610	570	485	510	1 281 €
TRAJECTOIRE « SORTIE À 50 ANS AUTOMATIQUE »	97	50	20	-22	525	525	475	505	1 298 €

Présentation synthétique - Résultats ADEME

d. Le scénario Haut retenu reste cependant anormalement bas

A l'horizon 2060 (2050 n'est pas très différent), la consommation d'électricité envisagée est d'environ 500 TWh dans toutes les trajectoires, auxquels il faut ajouter 55 TWh pour la production de chaleur et d'hydrogène. Cet objectif est inférieur à celui retenu par le Ministère de l'environnement pour la Stratégie Nationale Bas Carbone[8] Selon cette Stratégie, la consommation d'électricité en 2050 serait de 600 TWh[h].

En réalité, l'hypothèse dite Haute ADEME qui plafonne la consommation d'électricité à partir de 2035 est très discutable : l'essentiel des moyens permettant de verdir l'économie, et réduire les émissions de CO2 passent par le vecteur Electrique, et d'autant qu'on ne peut atteindre l'objectif ZEN (Zéro émissions nettes de CO2 en 2050) sans éradiquer les combustibles fossiles ; ne reste alors comme énergie que l'électricité décarbonée venant en substitution des combustibles fossiles (sauf quelques niches (aviation, navires, etc.). L'électrification de la totalité du seul parc de voitures actuel nécessiterait une énergie annuelle de plus de 70 TWh, ce qui est très significatif par rapport aux perspectives de consommation d'électricité envisagées par l'ADEME.

Les efforts d'économie d'énergie ne sont pas suffisants pour modifier cette tendance. Dans toutes les économies, la croissance de l'électricité est égale ou supérieure à celle de l'économie. La population française devrait d'ici 2060 croître de 0,3% par an[9] (66,4 M en 2015 ; 75,5 en 2060). Si on ajoute une croissance modeste du PIB par tête de 0,7% par an, le taux de croissance de l'économie devrait être d'1% sur la période. La consommation d'électricité envisagée par l'ADEME (494 TWh en 2040) ne devrait pas être inférieure à 600 TWh en 2060, à laquelle et pour suivre l'ADEME, il faudrait ajouter environ 30 TWh additionnels pour la production d'Hydrogène. Si, comme le soutient l'ADEME, son scénario permet de produire de l'électricité bon marché et décarbonée, on voit mal pourquoi la demande serait plafonnée au niveau très bas retenu, même dans l'hypothèse Haute.

Commentaire 4 : Le scénario Haut de l'Étude est inférieur à l'objectif de consommation du Ministère de l'environnement dans la Stratégie Nationale Bas Carbone, et incompatible avec des perspectives raisonnables de croissance de la

[h] Page 6 de l'Etude.

population et de l'économie française. Le scénario Bas, considéré dans la seule trajectoire 1 est complètement irréaliste et devrait être écarté.

e. L'incohérence des scénarios retenus avec les objectifs des politiques publiques

Les politiques publiques en matière d'énergie poursuivent trois objectifs principaux : 1) l'indépendance énergétique ; 2) la neutralité Carbone en 2050 ; 3) la minimisation des coûts.

L'étude ADEME néglige les deux premiers objectifs qui sont pourtant très importants.

i. L'indépendance en matière de production d'électricité n'est pas explicitement affirmée dans la Loi française, tellement elle est évidente, le solde exportateur d'électricité étant nettement positif. Cette indépendance est cependant un objectif européen[10]. Cependant presque tous les scénarios présentés dans l'Étude, y compris le scénario de référence, prévoient que la France soit importatrice nette d'électricité à partir de 2050, avec des importations croissantes au fil du temps au-delà de cette date. Les seules exceptions sont les scénarios « EPR en série » et « Sortie du nucléaire à 50 ans[i] ». L'hypothèse d'une importation d'électricité des pays voisins est évidemment très discutable ; ils mènent en effet des politiques similaires à celle préconisée par l'ADEME (beaucoup d'énergies intermittentes), et connaîtront des pics de demande et des creux de production sensiblement aux mêmes périodes. Comment pourront-ils être tous importateurs aux mêmes moments ?

ii. L'objectif français est la neutralité Carbone (Zéros Emissions Nettes) à partir de 2050[11], qui permettrait de limiter le réchauffement climatique en deçà de1,5°C. Or le seul scénario qui annule les émissions de CO2 pour la production d'électricité à partir de 2050 est le scénario « EPR en série », écarté par l'ADEME. Le scénario de référence implique le recours à des « centrales thermiques décentralisées[j] » et à des turbines à gaz en cycle direct.

Remarque 5 : A l'exception du scénario « EPR en série », l'Étude ne satisfait pas à deux objectifs essentiels : l'indépendance énergétique, et la neutralité Carbone en 2050.

f. Une étude économique très incomplète et surprenante

Les conclusions de l'Etude prétendent être fondées sur l'analyse économique, et retenir la trajectoire la moins coûteuse. Cependant, l'évaluation économique ne porte que sur le seul système électrique. Or celui qui est proposé contient une proportion très élevée d'énergies renouvelables intermittentes. Comme le montre l'annexe – et l'admet l'Etude – ceci nécessite de développer le vecteur hydrogène pour valoriser les excédents d'électricité des périodes favorables. Mais les investissements requis dans le secteur Gaz ne sont pas pris en compte.

Les périodes d'excédents d'électricité devraient être de l'ordre de 30% par an (voir Annexe), et les investissements pour absorber la production excédentaire auront donc un facteur de charge de cet ordre de grandeur, c'est-à-dire très bas : il semble que ni le coût de l'hydrogène, ni le coût de l'électricité produit par du gaz de méthanisation tienne compte de ce faible facteur de charge. De même rien ne permet de vérifier dans l'étude que le faible

---

[i] Dans ce scénario où toutes les tranches nucléaires sont arrêtées après cinquante ans d'exploitation, la France redevient importatrice nette à partir de 2060.

[j] Elles ne sont définies nulle part. Des centrales Biomasse ???Y aura-t-il assez de Biomasse ?

rendement du Power-to-Electricité (rendement de l'électrolyseur, stockage et transport du gaz, pile à combustible pour un usage dans les transports) ait été correctement pris en compte. Et pourtant ces éléments impactent considérablement le coût complet de l'électricité (LCOE) dont l'ADEME fait le juge de paix.

L'Etude fait l'hypothèse de baisses importantes du coût de l'énergie éolienne, alors cependant que cette technologie est mature et que les progrès techniques ne peuvent être très importants.

Au titre des nombreuses incongruités de l'Etude, on relèvera son « résultat n°6 » : il convient d'arrêter des centrales nucléaires actuellement en fonctionnement – dont il est admis qu'elles produisent une électricité très bon marché – pour que les prix de marché de l'électricité puissent augmenter et que les énergies renouvelables n'aient plus à être subventionnées !

Remarque 6 : Les conclusions de l'étude sont fondées sur une estimation limitée à la production d'électricité. Les investissements et les coûts induits pour le Gaz ne sont pas évoqués. Les faibles facteurs de charge et faibles rendements des systèmes Power to X requis pour l'équilibre des scénarios proposés ne semblent pas pris en compte.

2) Analyse de la cohérence interne de l'étude, et de l'incohérence des résultats

a. Le solaire et l'éolien dans la « trajectoire de référence »

La trajectoire de référence prévoit en 2060 82 GW de solaire photovoltaïque (PV ; 13,6 GW début 2018), pour une production annuelle de 100 TWh, soit un facteur de charge de 14,9% cohérent avec la publication de l'ADEME « Trajectoires d'évolution du mix electrique 2020-2060 : cahier d'hypothèses[12] » qui a accompagné la publication de l'étude, et avec le facteur de charge 2017.

On ne trouve pas la même cohérence avec la production de l'éolien terrestre. Selon la trajectoire de référence et en 2060, la puissance installée d'éolien terrestre serait de 85 GW pour une production de 210 TWh, soit un facteur de charge de 28%. En 2017, le facteur de charge a été 21,9% (puissance installée : 13 559 MW ; puissance moyenne 2017 : 12 660 MW ; production : 24 TWh). L'Étude fait donc l'hypothèse d'un fort accroissement du facteur de charge de l'éolien. Et cependant le « cahier d'hypothèses » annexé à l'Étude prévoit une baisse progressive du facteur de charge, du fait de la nécessaire prise en compte de moins bons sites : l'Étude est en complète contradiction avec son cahier d'hypothèses.

a. Le nucléaire dans la « trajectoire de référence »

Cette « trajectoire de référence » prévoit un prolongement partiel des centrales nucléaires jusqu'en 2055, et l'arrêt de l'EPR de Flamanville avant 2060. Cependant, l'EPR est conçu pour une durée de vie de soixante ans. Il n'y a pas de cohérence entre la prolongation de centrales actuelles jusqu'à cinquante ans, alors que l'EPR dont le niveau de sûreté est plus élevé serait arrêté après quarante ans d'exploitation.

Commentaire 7 : Certaines hypothèses de parc de production sont erronées. Il s'agit entre autres du facteur de charge de 29% pour l'éolien terrestre alors que l'ADEME le prévoit en décroissance et qu'il est actuellement inférieur à 23% mais aussi de la limitation de la durée de vie de l'EPR à 40 ans, alors qu'il est conçu pour 60 ans.

b. *La prise en compte de l'intermittence des énergies solaires et éoliennes est implicite, et discutable*

L'Étude prévoit dans tous les scénarios l'utilisation de 55 TWh en 2050 d'électricité pour la production de chaleur et surtout d'Hydrogène par électrolyse. Une variante avec une demande supplémentaire de 50 TWh pour la production de méthane de synthèse est également étudiée.

Ces hypothèses sont présentées comme vertueuses, contribuant à la décarbonation de l'économie. Elles peuvent effectivement y contribuer si elles ne sont pas exagérément coûteuses ; mais elles ne résultent pas d'un choix : ce sont les surcapacités, et l'intermittence des énergies renouvelables considérées, qui « nécessitent » de développer une économie de l'hydrogène pour stocker et utiliser les excédents de production des périodes les mieux dotées en vent et soleil.

Sur la prise en compte d'une filière hydrogène

Il est démontré en annexe que le facteur de charge des électrolyseurs ne dépasserait pas 30%, ce qui est très faible pour une activité à forte intensité de capital ; l'ADEME prétend que le prix de l'hydrogène produit par électrolyse pourrait se rapprocher de celui du vaporeformage ; mais elle n'intègre pas la faiblesse du facteur de charge.

Le développement d'une économie de l'hydrogène présente de nombreuses difficultés, passées sous silence dans l'Étude :

- Il convient de trouver des débouchés à l'hydrogène ; l'ADEME envisage la substitution de l'hydrogène produit par vaporeformage par de l'Hydrogène « vert » (produit par l'électricité). Cependant la production d'hydrogène envisagée est environ dix fois supérieure à la consommation actuelle. Et la principale utilisation de l'hydrogène est le raffinage des produits pétroliers. Cependant si l'économie est décarbonée (ZEN), il n'y aura plus besoin de raffinage, et donc d'hydrogène à cette fin.
- Les utilisations alternatives concernent la mobilité (véhicules électriques, avec pile à combustible qui produit de l'électricité à partir d'hydrogène). Cependant il conviendrait alors de développer toute une infrastructure hydrogène le long des réseaux de transport, en sus de l'infrastructure électrique. Le coût et le financement de cette infrastructure ne sont pas évoqués, l'Étude se limitant à des évaluations économiques du seul secteur électrique.
- Dans certaines trajectoires (trajectoire « gaz de synthèse »), l'hydrogène peut être utilisé pour la production de CH_4 (méthanation). Cependant, il faut alors envisager des stockages de grands volumes (formation géologiques). Compte tenu de la grande fugacité de l'hydrogène (faible masse molaire), l'efficacité de ces stockages n'est pas acquise. En outre, cette économie de l'hydrogène nécessite de conserver un grand réseau de transport Gaz. Mais les quantités de gaz distribuées devraient fortement chuter dans le cadre de l'objectif ZEN : la viabilité du maintien du réseau a fortiori son extension) avec des quantités transitées beaucoup plus faibles que les quantités actuelles est très incertaine[k].

L'Association Technique Energie Environnement, qui réunit notamment Artelys et le CEA a co-signé en 2017 un rapport approfondissant tous ces points et intitulé « Mix de gaz 100 %

[k] Il existe en Europe du Nord un réseau d'hydrogène d'environ 1000 km qui relie les industriels consommateurs. Mais c'est un réseau spécifique. GRT gaz travaille sur une adjonction d'H2 dans les gaz transportés : mais à ce jour le taux d'incorporation est très faible, quelques %

renouvelable en 2050[13] ? ». Les titres de deux chapitres de ce rapport sont particulièrement révélateurs : « La production d'hydrogène par électrolyse : des débouchés économiques importants mais risqués » et « Même pour les cas d'usage rentables, le risque économique reste important ». Cependant l'ADEME ne mentionne pas ces risques et ne les prend pas en compte.

De surcroît, les dangers propres à l'Hydrogène (larges limites d'explosivité, faible énergie d'explosivité, effet détonnant, etc...) ne sont pas mentionnés.

Commentaire 8 : Les trajectoires retenues nécessitent de développer une économie de l'hydrogène. Mais la faisabilité technique et les coûts de la nouvelle infrastructure requise ne sont pas pris en compte.

Sur la fourniture d'électricité en période de faible vent et ensoleillement

L'ADEME prend en compte la contribution des bioénergies pour la fourniture d'électricité, à hauteur de plus de 100 TWh par an. L'annexe démontre les très importantes difficultés de ce schéma, reprises ici :

- Il est demandé aux ENR bioénergies (non intermittentes, et hors hydraulique) une capacité de modulation de la charge considérable. L'ADEME admet que « Des analyses supplémentaires seraient nécessaires pour approfondir (...) la capacité du système électrique *(dominé par les ENR intermittentes)* à assurer le synchronisme. Même en admettant qu'une partie des biogaz proviendrait de l'hydrogène produit pat électrolyse, le biogaz issu de la fermentation agricole devrait également être fortement mobilisé ; or la disponibilité de la ressource n'est pas acquise. Comme sur de nombreux points, l'Etude limitée à l'électricité ne démontre pas qu'elle s'inscrit dans un système énergétique cohérent.

- Les énergies intermittentes (éolien et solaire) déversent dans le réseau toute la production dont elles sont instantanément capables. Si la puissance appelée augmente, elles ne peuvent faire accroître leur puissance instantanée et contribuer au maintien du synchronisme du réseau ; et donc des pourcentages très élevés dans le mix électrique de telles énergies ne sont pas acceptables. L'Étude se réfère à l'exemple irlandais pour considérer que cette difficulté est surmontable ; elle omet cependant de rappeler qu'à l'horizon 2030, l'exploitant du réseau de l'île irlandaise – le TSO Eiregrid – prend en compte une puissance installée en centrales à gaz équivalente à la puissance installée en énergies intermittentes; même si instantanément, la production des énergies intermittentes pourrait être importante, la sécurité du réseau restera assurée par les centrales à gaz disponibles en « réserves tournantes », ce qui a un coût non pris en compte par l'ADME. De surcroît, il y une connexion électrique fixe entre l'Irlande et le reste de la Grande Bretagne, qui contribue d'ores et déjà à l'équilibre production/consommation, et une ligne avec la France est étudiée.

  Dans le cas français, avec les pourcentages très élevés d'énergie intermittente envisagés par l'ADEME et en l'absence de réserves tournantes significatives qui ne semblent pas prises en compte, l'équilibre devra reposer sur les interconnexions avec les pays voisins. Cependant, celles-ci ont des capacités limitées et leurs extensions se heurtent à de vives oppositions du public ; en outre les pics de production et de consommation de la France seront fortement corrélés avec ceux des pays voisins, et leur contribution à la sécurité du réseau français ne sera pas pour eux prioritaire.

Il est à noter que l'Union européenne a lancé le projet MIGRATE (Massive InteGRATion of power Electronic devices) qui réunit onze gestionnaires de réseau européen. Ils considèrent que la problématique de la garantie du synchronisme est un challenge majeur[14].

- L'ADEME affirme avoir vérifié l'équilibre production-consommation au pas horaire, mais cet équilibre semble nécessiter une capacité de variation de puissance de l'électricité produite par les bioénergies qui n'est atteinte par aucun moyen de production dans les systèmes existants ; là encore, le retour à une réserve tournante, qu'il faudra rémunérer, n'est pas pris en compte.

- L'Étude prend en compte la réalisation d'une Station de transfert d'énergie par pompage (STEP). La dernière tentative d'EDF de réaliser un tel projet (Super Grand Maison) a été arrêtée devant l'opposition du Public des élus. La réalisation d'une nouvelle STEP, prise en compte comme certaine, sera difficile ;

- Le facteur de charge des ENR Bioénergies sera inférieur à 30% - et encore bien moins si on ne peut écrêter les pointes par des importations, qui seront aléatoires, les pays voisins (Belgique et Allemagne) envisageant des Mix électriques équivalents à celui que propose l'ADEME, avec des pics de demande largement corrélés. La faiblesse de ce facteur de charge n'est pas prise en compte dans l'évaluation économique du coût de l''électricité Bioénergie, qui représenterait cependant près du quart du total.

- Il n'y aurait excédent d'énergies intermittentes - et donc une électricité quasi-gratuite - qu'une petite centaine de jours par an. Le facteur de charge des électrolyseurs envisagés par l'ADEME sera donc faible, et l'hydrogène intégrée dans le bilan énergétique global sera sensiblement plus coûteux que ce qui est annoncé (parité avec le vaporeformage).

- Les pics de production seront supérieurs d'environ 20% aux pics actuels, nécessitant un renforcement des réseaux de transport et surtout de distribution.

La Direction de la Recherche d'EDF a effectué en 2015 une étude prenant en compte le système européen ; elle conclut : « If RES (énergies renouvelables) penetration reaches 60%, out of which 40% is variable RES, close to 500 GW of conventional generation (thermal, hydro, and biomass) will still to be required ». Ainsi selon EDF, avec 60% de renouvelables, la puissance installée en installations conventionnelles doit être équivalent à la puissance installée en renouvelables. L'Étude qui envisage une pénétration plus élevée des renouvelables intermittents est très loin de respecter ce critère.

Commentaire 9 : La possibilité d'assurer le synchronisme du réseau, et l'équilibre production consommation en mobilisant des ENR bioénergies n'est pas démontrée techniquement. Les conséquences économiques de l'utilisation des bioénergies (faiblesse des facteurs de charge ; nécessité d'une réserve tournante) ne sont ni évoquées, ni prises en compte.

3. Comparaison de l'Étude à d'autres études similaires.

Le GIEC, à la suite d'une demande exprimée par les pays les plus vulnérables au réchauffement climatique a publié en octobre 2018 une étude intitulée « Global warming of 1.5°C[15] » qui s'attache à montrer l'importance de limiter l'augmentation de température de l'atmosphère terrestre à 1,5°C. La France, à travers son ambition ZEN (Zéro émission nette en 2050) soutient cet objectif. Selon ce rapport du GIEC (page 20 du « résumé pour décideurs ») et pour atteindre l'objectif 1,5°C, la puissance nucléaire installée dans le

Monde devrait être multipliée de 1,5 à 5 en 2050 par rapport à 2010, selon les scénarios retenus.

L'Agence Internationale de l'Energie (AIE) dans son dernier World Energy Outlook (décembre 2018) considère que le respect des équilibres énergétiques mondiaux, et la limitation des émissions de CO2 impliquent un accroissement du recours au nucléaire. Plus précisément, l'AIE estime dans tous ses scénarios que le parc nucléaire mondial devra produire davantage d'électricité dans les décennies à venir avec. L'AIE envisage par rapport au niveau de 2017, une hausse du nucléaire de 15% d'ici à 2050 dans son scénario « bas » (2 870 TWh/ an) et une multiplication par 2,4 de la production à cet horizon dans son scénario « haut » (6 028 TWh/ an)[16] .

L'OCDE vient de publier une étude sur le coût de la décarbonisation du système électrique[17]. Elle souligne les limites des énergies renouvelables intermittentes pour décarboner la production d'électricité, et souligne leur fort impact sur le coût du système électrique (interconnexion, stockage, etc.). Elle estime que leur part dans la production d'électricité ne devrait pas dépasser 30% à 30%, l'hydraulique et le nucléaire ayant un rôle important à jouer pour le complément.

Commentaire 10 : L'ADEME, de rapport en rapport, s'attache à démontrer la nécessité de sortir du nucléaire ; l'indépendance de son expertise - systématiquement orientée - est douteuse. Elle va à contre sens des prévisions et recommandations des grands organismes internationaux dont l'OCDE, l'AIE et le GIEC.

La transition énergétique va mobiliser des centaines de milliards d'euros ; elle est porteuse de changements majeurs pour les générations futures. Ce serait une erreur de fonder cette transition sur des hypothèses techniques et économiques erronées, en négligeant les acquis de la France dont l'électricité est essentiellement décarbonnée, au profit de solutions aléatoires et non prouvées.

Références

1 Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060. ADEME. Décembre 2018. https://www.ademe.fr/trajectoires-devolution-mix-electrique-a-horizon-2020-2060

2 Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations – ADEME (https://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations-site-web). Cette étude a été révisée et complétée en 2016 (https://www.ademe.fr /mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations)

3 Usine Nouvelle - 11/12/2018 - https://www.usinenouvelle.com/article/que-vaut-l-etude-de-l-ademe-contre-la-construction-de-nouveaux-epr.N781729

4 Communiqué de presse ADEME – 10/12/2018

5 INSEE Tableaux de l'économie française 2018 - https://insee.fr/fr/statistiques/3303620?sommaire=3353488

6 Actualisation du scénario Energie-Climat 2035-2050 – ADEME – octobre 2017 - https://www.ademe.fr/actualisation-scenario-energie-climat-ademe-2035-2050

7 Bilan prévisionnelle de l'équilibre offre demande d'électricité – RTE- Edition 2017 - https://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2017_synthese_17.pdf

8 Voir Note 11

9 Population au 1er Janvier par âge, sexe et type de projection - Eurostat – Janvier 2018 - https://ec.europa.eu/eurostat/data/database?node_code=proj http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=proj_15npms&lang=fr

10 Communication from the commission to the European Parliament and the Council - **European Energy Security Strategy** - /* COM/2014/0330 final */ - https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:52014DC0330&qid=1407855611566

11 Projet de Stratégie Nationale Bas-Carbone. La transition écologique et solidaire vers la neutralité carbone. Ministère de la transition énergétique et solidaire – Décembre 2018 - https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Projet%20strategie%20nationale%20bas%20carbone.pdf

12 Rapport sur les données utilisées dans le cadre de l'étude « Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020 – 2060 – ADEME - https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/donnees-etude-trajectoires-mix-electrique-2020_2060.pdf

13 Etude PEPS4 sur le potentiel national du stockage d'électricité et du power-to-gas CEA et autres – 17/07/2018 - http://atee.fr/sites/default/files/stockage-energies/Fichiers/peps4-rapport-d-etude-v9.pdf

14 MIGRATE Public deliverable D1.1 - Current and arising issues caused by increasing power electronics penetration – 15/12/2016 https://www.h2020-migrate.eu/_Resources/Persistent/9bf78fc978e534f6393afb1f8510db86e56a1177/MIGRATE_D1.1_final_TenneT.pdf

15 Global warming of 1.5°C – Summary for policymakers - Working Group I Technical Support Unit - © 2018 Intergovernmental Panel on Climate Change. Printed October 2018 by the IPCC, Switzerland - https://report.ipcc.ch/sr15/pdf/sr15_spm_final.pdf

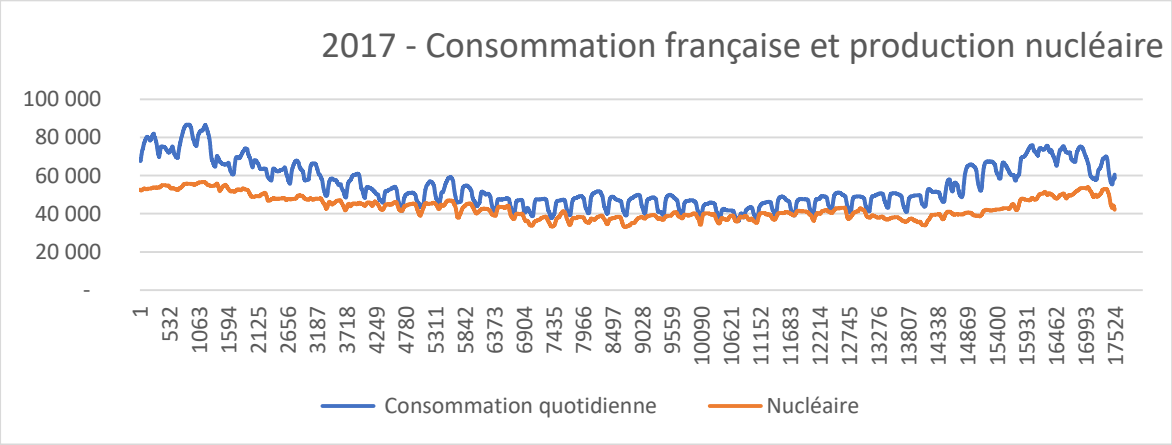
16 Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050 – International Energy Agency – Octobre 2050

17 The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables – NEA N°7335 © OECD January 2019

Annexe 1 – L'équilibre production-consommation.

Actuellement, l'équilibre Production-Consommation repose fortement sur la production nucléaire. Le graphique ci-après présente pour la totalité de l'année 2017 les courbes de la production nucléaire, et de la consommation d'électricité.

Ce graphique montre que la production nucléaire suit assez bien la courbe de consommation. Le week-end, elle baisse un peu pour suivre celle-ci. Dans les périodes (l'essentiel de l'année) où le nucléaire est insuffisant, l'appoint est effectué essentiellement par l'hydraulique et le pompage, les ENR non pilotables (éolien et solaire) et par le gaz ; le charbon est marginal. Sur l'année, la production est supérieure à la consommation (importations l'hiver ; exportations les autres saisons).



Puissance requise et nucléaire en 2017 – Un point chaque demi-heure

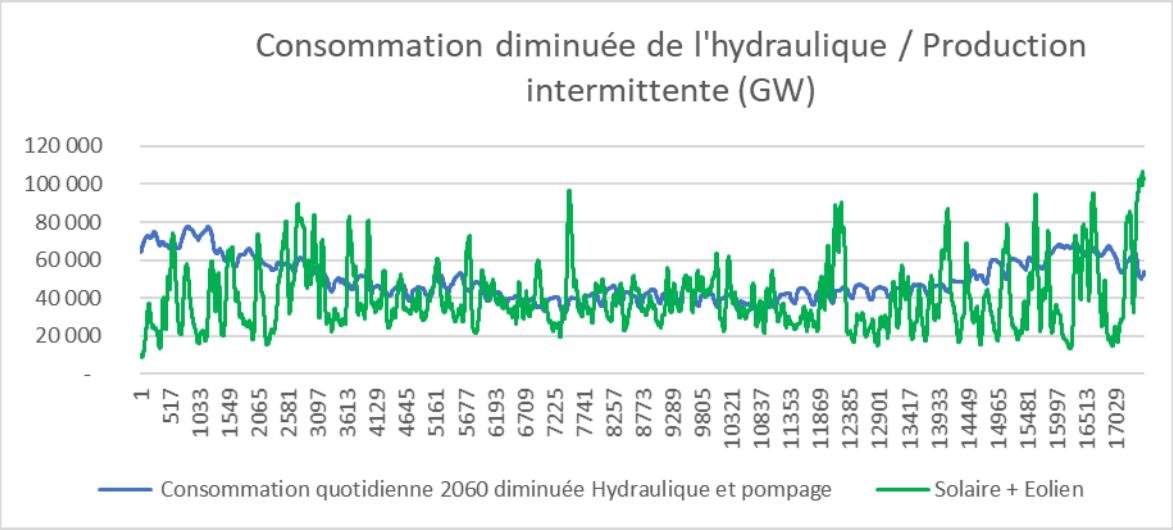
Selon le scénario de référence de l'Etude, et en 2060 la consommation d'électricité serait de 508 TWh, un peu supérieure à celle de 2017 (479 TWh) ; la production solaire serait de 117 TWh, et la production éolienne de 230 TWh, essentiellement terrestre. En 2017, les productions solaire et éolienne ont été de 9,2 TWh et 24 TWh. La multiplication par environ dix[12] des emprises de ces installations, et l'acceptation du public, ne sont pas discutées dans cette annexe. On s'attache exclusivement à l'équilibre Production-Consommation.

Dans la suite, on considère que la météorologie (vent et soleil) de 2060 sera celle de 2017.

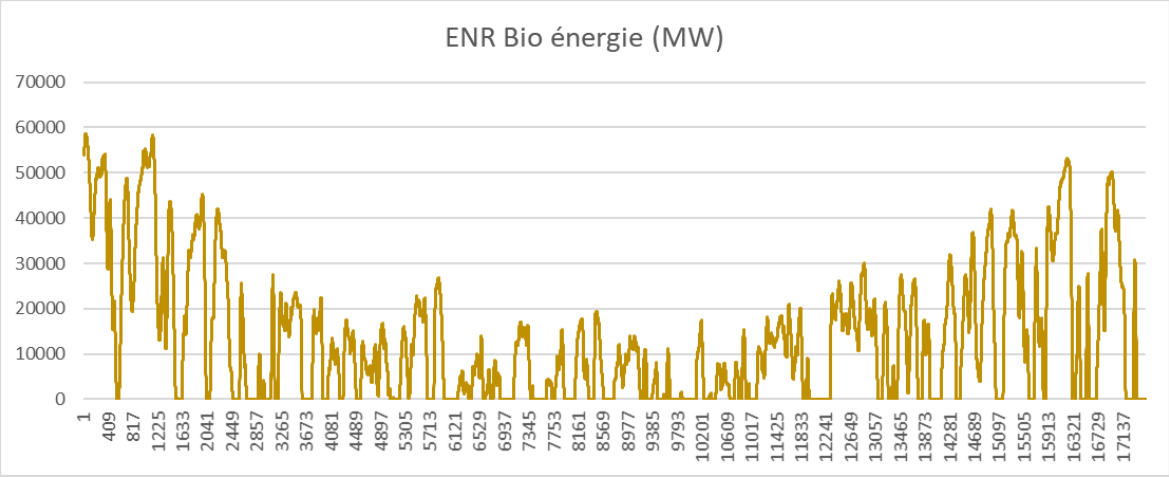
Une partie de la puissance requise sera fournie par l'hydraulique, qui est « pilotable » ; donc on se réfère à la courbe de consommation diminuée de l'hydraulique (y compris le pompage-turbinage – STEP[13]s). Et il faut mettre en regard la puissance des installations solaires et éoliennes. C'est l'objet du graphique suivant.

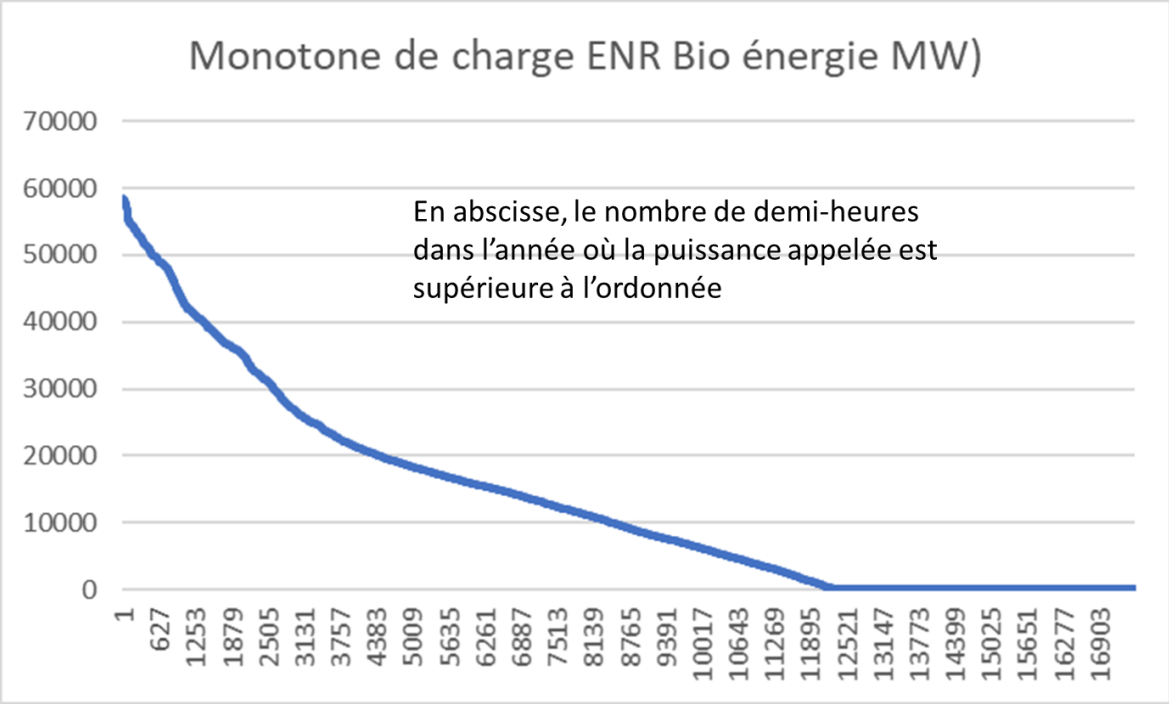
Il démontre, malgré le petit foisonnement entre éolien (plus abondant en hiver) et solaire (plus abondant l'été), la très grande variabilité de ces énergies : les puissances minimum et maximum seraient d'environ 8,7 et 107 GW, pour un parc installé de 230 GW (éolien + solaire). Les productions hydrauliques, solaires et éoliennes étant insuffisantes, elles doivent être complétées par « d'autres énergies », essentiellement biomasse. Le graphique suivant montre l'appel de puissance qui serait fait de ces autres énergies.

[12] Multiplication par environ 9,5 pour l'éolien, et 12,5 pour le solaire ; ces chiffres sont estimés sur la publication ADEME ; les tableaux ne sont pas disponibles.
[13] L'Etude prend en compte la construction d'une STEP additionnelle, de 1 500 MW. En l'absence de tout site qui serait accepté par le Public, cette hypothèse est écartée.



Puissance requise (diminuée de l'hydraulique) - Solaire et Eolien – 2060 – Un point chaque demi-heure





On déduit de ces graphiques quatre importantes conclusions :

- Il est demandé aux ENR bioénergie (non intermittentes (et hors hydraulique)) une capacité de modulation de la charge considérable. Si la modulation instantanée pourra peut-être être assurée par une régulation plus intelligente des énergies intermittentes, les fluctuations de puissance au pas horaire devront être assurées par la production électrique bioénergie. Certes, l'ADEME affirme avoir vérifié l'équilibre production-consommation au pas horaire, mais cet équilibre nécessite une capacité de variation de puissance de l'électricité produite par les bioénergies qui n'est atteinte dans aucun système existant.
- Le facteur de charge des ENR Bioénergies sera inférieur à 30% - et encore bien moins si on ne peut écrêter les pointes par des importations. Or celles-ci seront aléatoires, les pays voisins (Belgique et Allemagne) envisageant des Mix électriques équivalent à celui que propose l'ADEME. La faiblesse de ce facteur de charge n'est pas prise en compte dans l'évaluation économique du coût de l''électricité bioénergie, qui représenterait cependant près du quart du total.
- Il n'y aurait excédent d'énergies intermittentes, et donc une électricité quasi-gratuite, qu'une petite centaine de jours par an. Le facteur de charge des électrolyseurs pris en compte par l'ADEME sera donc faible, et l'hydrogène intégrée dans le bilan énergétique global sera sensiblement plus coûteuse que ce qui est annoncé (parité avec le vaporeformage).
- Les pics de production (115GW, y compris Hydraulique) seront supérieurs d'environ 15% aux pics actuels (85 GW en 2017, 100 GW historiquement), nécessitant un renforcement des réseaux de transport et surtout de distribution.