

Analyse des documents publiés en décembre 2018 par l'ADEME intitulés :

TRAJECTOIRES D'ÉVOLUTION DU MIX ÉLECTRIQUE 2020-2060 :

* **SYNTHÈSE DE L'ÉTUDE + Fiches détaillées par scénario** ([Document n° 1](#))

* **CAHIER D'HYPOTHÈSES** ([Document n° 2](#))

Résumé de l'analyse

Contrairement à la plupart des études de l'ADEME, de bonne qualité et qui font généralement référence, l'étude en objet interroge sérieusement. Elle s'inscrit en cela dans la continuité de la première étude de 2015 sur le même sujet, qui était purement théorique et dépourvue de consistance scientifique et économique réelle. De très nombreux aspects de cette nouvelle étude soulèvent les mêmes interrogations, notamment :

1) La persistance incompréhensible de l'absence de priorité accordée à la réduction des émissions de CO₂, en contradiction avec la réaffirmation de cette priorité climatique au plus haut niveau de l'État. Pourquoi ?

2) Le flou, accentué par l'absence de publication des études support détaillées (elles auraient dû en bonne pratique accompagner la synthèse ci-dessus) afin de permettre aux lecteurs d'en comprendre et analyser certains aspects non développés dans cette synthèse. Deux domaines posent particulièrement question :

* **La part de l'électricité d'origine biosourcée** qui, avec un productible de l'ordre de 60 à 65 TWh/an selon les trajectoires, apparaît comme extrêmement élevée au regard du productible actuel, inférieur à 10 TWh/an. D'où viendront les 50 à 55 TWh/an supplémentaires, sachant que la ressource en biomasse est limitée par le renouvellement annuel et qu'elle devra satisfaire de nombreux autres besoins concurrents (usages directs du bois énergie ou du biogaz pour la production de chaleur, biocarburants pour la mobilité, etc.) la production d'électricité n'étant pas nécessairement l'usage le plus pertinent ?

* **Le stockage de l'électricité**, limité aux batteries et aux STEPs (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage) c'est-à-dire aux applications horaires à infra-journalières, indispensables mais insuffisantes : rien n'est clairement dit sur le stockage de masse, éventuellement inter-saisonnier, pourtant indispensable à hauteur de quelques dizaines de TWh/an dans tout système électrique atteignant un taux très élevé d'électricité intermittente, afin de faire face aux absences simultanées de vent et de soleil et de pouvoir utiliser en hiver les surplus photovoltaïques inutilisables en été. Faut-il comprendre que cette insuffisance de stockage serait compensée par un recours au gaz naturel en secours ?

3) La prise en compte de coûts SYSTÉMATIQUEMENT BIAISÉS, surestimés pour le nucléaire, sous-estimés pour les énergies renouvelables intermittentes :

* Concernant le **nucléaire historique**, des coûts LCOE (Levelised Cost of Energy ou, en français, Coût moyen actualisé de l'énergie) de 42 €/MWh sont pris en compte par l'ADEME. Alors qu'un coût LCOE (qui est un coût théorique moyen sur toute la durée de vie d'une installation) n'a aucun sens pour des installations largement amorties pour lesquelles c'est le coût « cash » (coût réel complet d'exploitation à décaisser) qui est pertinent. Or, ce coût « cash » se situe entre 32 et 33 €/MWh, très en-dessous des 42 €/MWh qui sont en réalité le **prix de vente** ARENH (Accès régulé à l'énergie nucléaire historique) auquel EDF, aux termes de la loi NOME (nouvelle organisation du marché de l'électricité) est tenue de vendre le quart de sa production nucléaire (100 TWh/an) à ses concurrents. Le prix ARENH sert par ailleurs de base aux tarifs domestiques réglementés. L'estimation de l'ADEME revient donc à surévaluer artificiellement les coûts réels du nucléaire historique de **29 %** !

* Concernant le **nucléaire de nouvelle génération (EPR)**, le concept de LCOE est adapté mais il est plombé de façon artificielle (avec l'hydraulique) par la prise en compte d'un taux d'actualisation de 7,5 % alors que les énergies intermittentes sont gratifiées d'un taux de 5,25 %. Ce qui défavorise artificiellement le nucléaire, compte tenu de l'impact très important de ce taux sur le coût du kWh. De plus, l'effet de série est pris en compte de façon totalement erronée : un coût réaliste de 70 €/MWh est bien annoncé pour un EPR de série, mais il n'est pas pris en compte immédiatement dans les trajectoires qui commencent par 3 EPR dont les coûts sont de 85 €/MWh ! Hypothèse incompréhensible, les coûts de série étant applicables dès le premier EPR. Ce qui revient à renchérir le coût du nouveau nucléaire de **21%** ... Veut-on le disqualifier par avance alors qu'il reste l'une des solutions d'avenir possibles pour produire une électricité décarbonée ?

* Concernant les coûts d'investissements des **moyens éoliens et photovoltaïques**, des réductions très importantes (jusqu'à 3 fois moins par rapport aux coûts actuels) sont anticipées à l'horizon 2060. Si de telles réductions sont à l'extrême rigueur envisageables pour les **seules** cellules PV, à condition de leur appliquer une pseudo-loi de Moore non vérifiée à ce jour, ce n'est certainement pas le cas pour les autres parties des installations PV et encore moins pour les éoliennes qui sont des ensembles électromécaniques complexes, qui utilisent de grandes quantités de matières nobles comme le cuivre, ou rares comme le néodyme pour la fabrication des aimants permanents. Quels seront les prix de ces matériaux stratégiques en 2060 ?

Plus généralement, des **hypothèses de prix à une échéance de plus de 40 ans** sont totalement incertaines par nature. Les utiliser dans ce qui est présenté ici comme des calculs technico-économiques susceptibles « d'orienter » une programmation de long terme n'a donc ni sens, ni légitimité. Il s'agit à nouveau d'un exercice purement théorique, sans aucune validité économique ou opérationnelle.

* Les coûts **LCOE** des renouvelables intermittents calculés sont réputés intégrer les coûts de raccordement et renforcements réseaux selon l'ADEME. Mais ils n'intègrent pas **par nature** les **coûts de compensation de l'intermittence** : maintien de moyens pilotables en réserve, sous-utilisés donc plus coûteux pour la collectivité, adjonction de moyens de stockage/déstockage, introduction « d'intelligence artificielle » dans les réseaux, coûts de transaction des effacements, etc. Ces coûts **LCOE** ne sont donc **pas directement comparables** à ceux des moyens pilotables, il faut leur ajouter les coûts de **palliation de l'intermittence**.

En résumé de ce paragraphe, il apparaît donc bien que les biais dénoncés plus haut sont **systématiques**. Leurs poids financiers sont par ailleurs très importants : les coûts réels du nucléaire sont artificiellement surévalués de **29 %** pour le nucléaire historique et de **21 %** pour le nucléaire de nouvelle génération ! Ce qui invalide de façon certaine les coûts des trajectoires correspondantes. Quant aux coûts d'investissement futurs des EnR intermittents à un **horizon de plus de 40 ans**, leur représentativité **réelle** est proche de zéro...

4) L'ADEME reproche de facto au **nucléaire actuel** d'être... **trop compétitif !!!** Ce qui aurait selon elle pour conséquences d'augmenter les émissions de CO₂ et de maintenir des prix de l'électricité trop bas, retardant ainsi la fin des subventions des énergies intermittentes ! Il est difficile de comprendre de telles **contre-vérités**, le nucléaire n'émettant pas de CO₂ en fonctionnement, alors que les moyens intermittents en émettent **indirectement** quand il faut les **secourir** par des moyens fossiles, eux-mêmes émetteurs. De plus, faire bénéficier plus longtemps la nation d'une électricité sans concurrence à 32-33 €/MWh n'est pas un handicap mais un atout ! On comprend donc qu'il y a probablement derrière ces affirmations aberrantes un **détournement** implicite de finalité qui se décline de deux façons :

* Tout laisse à penser qu'en réalité, ce n'est pas l'**optimisation économique du système électrique français** qui est recherchée, mais l'**optimisation économique du développement des différentes filières EnR** dans le système électrique français... Ce qui est très différent ! Pourquoi et au nom de quoi un tel **détournement de finalité**, qui consiste à remplacer la « fin » (la réduction des émissions de CO₂ et une électricité la moins chère possible) par ce qui n'est que l'un des « moyens » d'y parvenir (les EnR intermittents) ? C'est ce qu'a bien compris la Cour des comptes qui écrit : « *La place consacrée aux énergies renouvelables électriques dans la stratégie française répond à un autre objectif de politique énergétique, consistant à substituer les énergies renouvelables à l'énergie nucléaire* ».

* Prêcher comme le fait l'ADEME pour une électricité plus chère réduisant **FACIALEMENT** les **subventions** aux renouvelables intermittents occulte la véritable priorité qui devrait prévaloir : obtenir des promoteurs de ces EnR qu'ils réduisent (enfin) leurs prix de vente pour **ne plus avoir besoin de subventions** ! Au lieu de chercher à manipuler les prix de marché à la hausse pour cacher le problème. On retrouve là la confirmation que le véritable objectif de l'ADEME est bien de **promouvoir à tout prix les EnR intermittentes**, pas de fournir au pays l'électricité la moins chère...

Pourquoi et au nom de quoi l'ADEME prend-t-elle une telle position, si évidemment contraire aux **intérêts supérieurs du pays**, aux orientations données par le **Président de la République** lors de sa présentation de la **PPE** (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie) le 27 novembre 2018 et... aux **déclarations liminaires** figurant dans l'**ÉDITORIAL** de son étude ?

5) L'ADEME persiste également dans son déni de réalité consistant à prétendre « **qu'il y a toujours du vent quelque part en Europe** ». Toutes les études sérieuses démontrent de façon incontestable, enregistrements et analyses approfondies à l'appui, que le foisonnement des productions éoliennes entre pays européens peut parfois exister à certaines périodes, mais que ce n'est pas le cas dans l'immense majorité des situations pour lesquelles on observe au contraire de fortes corrélations entre pays voisins, qui ont soit beaucoup, soit très peu de vent quasi en même temps. Ce qui pose la question cruciale des **secours mutuels** quand il n'y a

ni vent ni soleil lors des périodes hivernales de forte consommation : la puissance installée éolienne peut bien être extrêmement importante et les lignes d'interconnexion surdimensionnées, il n'y aura alors rien à échanger...

6) Dernier point technique majeur : **la stabilité du réseau**, c'est-à-dire son équilibre instantané à l'échelle de quelques secondes à quelques minutes. Dans son étude de 2015, l'ADEME avait dû reconnaître qu'elle n'avait pas traité cette question, pourtant cruciale car il s'agit d'une **condition sine qua non** de validation de tout mix électrique. Elle ne l'avait pas fait car elle n'avait pas les compétences nécessaires, très complexes et qui n'existent que chez les gestionnaires de grands réseaux, regroupés en Europe au sein de l'ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), les départements de R&D de quelques grands producteurs d'électricité et quelques rares universités dans le monde. L'ADEME n'a évidemment pas davantage de compétences dans ce domaine, mais elle va pourtant beaucoup plus loin dans la présente étude, s'autorisant de larges libertés avec la rigueur scientifique : interprétation incomplète et erronée de l'exemple du « petit » réseau irlandais, extrapolation sans aucune justification aux « grands » réseaux français et européen beaucoup plus complexes, contestation de la validité des règles de stabilité édictées par l'ENTSO-E (dont c'est pourtant la compétence première !) tout cela pour parvenir à écrire coûte que coûte que : *« même avec 87 % d'EnR en Europe continentale en 2050, il serait possible [...] de maintenir en fonctionnement une puissance synchrone suffisante pour assurer la stabilité du réseau »*. En ajoutant néanmoins, précaution élémentaire : *« Des analyses supplémentaires seraient nécessaires pour approfondir cet aspect du système électrique »*.

Cette formulation en deux phases posant deux questions :

* La question de **fond**, d'abord : « l'affirmation » de l'ADEME (l'usage du conditionnel en atténuant à peine la portée) n'a aucun fondement solide, pour une raison très forte : PERSONNE ne peut actuellement **préjuger** des résultats des programmes de R&D très importants actuellement en cours, lancés notamment sous forme de collaborations européennes très larges réunissant les meilleurs experts de ces domaines. Sachant que les problèmes à résoudre sont d'une très grande complexité et concernent à la fois les aspects technologiques, sécurité d'alimentation, cybersécurité, économiques, etc.

* Le mode de **communication** ensuite, qui consiste à présenter un résultat comme étant « **pratiquement acquis** », ce que **le public, les médias et un certain nombre de décideurs politiques retiendront**, et ensuite introduire une restriction de précaution a priori normale mais qui n'intéressera pratiquement personne, alors qu'elle est fondamentale, le premier message étant seul retenu...

7) L'analyse des documents a été complétée par un certain nombre de précisions utiles à la compréhension d'ensemble apportées par l'ADEME lors de la réunion de présentation-débat qu'elle a organisée le 1^{er} Février 2019. La conclusion générale qui s'est dégagée de cette réunion et qui n'apparaissait pas aussi clairement dans le texte de la synthèse a permis de comprendre que l'équilibre au pas horaire des scénarios étudiés par l'ADEME repose **quasi-exclusivement sur la FLEXIBILITÉ de tout ce qui n'est pas la PRODUCTION** : au lieu que cette dernière s'adapte à la demande comme actuellement, la logique est ici inversée : la consommation est censée **s'adapter sans délai aux fluctuations de productions massivement intermittentes et aléatoires**, par toutes les flexibilités possibles (de la demande, des stockages/déstockages, des imports/exports, etc.) sachant qu'il ne resterait en 2060 qu'environ une **trentaine** de GW de moyens pilotables...

Cette approche, issue de **modélisations purement théoriques** sans ancrage dans les réalités des réseaux d'électricité et de leur fonctionnement, apparaît comme extraordinairement fragile car elle implique les contributions **simultanées** des différents moyens de flexibilité jusqu'à des valeurs colossales de... **60 GW** par jour ! L'absence d'un seul de ces moyens ne permettant pas d'atteindre l'équilibre... Elle possède en outre une autre **faiblesse majeure** : compte tenu des limites de la ressource en biomasse et du coût très élevé des gaz de synthèse, elle est **incapable de faire face à une augmentation significative de la consommation**, à un coût environnemental et financier **soutenable** pour la collectivité. Or, une telle augmentation ne peut être exclue compte tenu des très nombreux transferts d'usages souhaitables vers l'électricité. D'un point de vue **prospectif**, s'engager sur de telles bases serait donc prendre un **risque stratégique considérable** pour l'avenir du pays, qui ne devrait laisser aucun décideur indifférent.

8) Enfin, le paragraphe conclusif « **LIMITES ET PERSPECTIVES** » permet à l'ADEME d'étendre à l'ensemble de l'étude le mode de communication dénoncé ci-dessus à propos de la stabilité du réseau : les conclusions sont assorties de limites qui en invalident de facto certaines... Ce qui soulève, venant d'une agence publique chargée de conseiller les ministères, une question déontologique : laisser implicitement entendre que tout serait déjà résolu alors que c'est très loin d'être le cas n'est pas anodin au regard des mauvaises décisions qui pourraient en découler. Sachant que l'enjeu pour le pays est majeur : sa future **sécurité** d'alimentation.

Ce brouillage du message est d'autant plus problématique que cette étude n'apporte **AUCUNE plus-value technico-économique réelle pouvant constituer une aide aux décisions stratégiques**, compte tenu de son caractère purement théorique, de ses insuffisances, faiblesses, biais, etc. résumés ci-dessus et détaillés ci-après. Ce constat n'étant pas isolé : d'autres analyses critiques, menées de façon totalement indépendante, parviennent à des diagnostics convergents : articles de la **SFEN** [1] en décembre 2018, de l'économiste **Dominique Finon** associé au journaliste **Sylvestre Huet** [2] fin janvier 2019, « Notes de travail » [3] du même économiste à la même période et, *last but not least*, étude approfondie de l'**Académie des Technologies** [4] (cf. Références en fin du présent document).

Plan du document [[liens vers Document 1](#) et [Document 2](#) de l'ADEME]

Le plan du présent document est celui du *Document n° 1* de l'ADEME. L'analyse détaillée présentée ci-après se réfère à des paragraphes précis qui sont reproduits ici pour une meilleure compréhension des commentaires. Ces reproductions de textes sont indiquées en caractères *italiques* « *Comic Sans MS* », les commentaires étant en écriture droite « *Calibri* » afin de les distinguer clairement.

EDITORIAL (Document n° 1)

CONTEXTE ET OBJECTIFS (Document n° 1)

MÉTHODOLOGIE ET PRINCIPALES HYPOTHÈSES (Document n° 1)

Gisement maximum des EnR (Documents n° 1 et 2)

Coût des EnR (Documents n° 1 et 2)

Nucléaire historique (Documents n° 1 et 2)

Nucléaire de nouvelle génération (EPR) (Documents n° 1 et 2)

Stockage (Documents n° 1 et 2)

PRINCIPAUX ENSEIGNEMENTS (Document n° 1)

RÉSULTAT N° 1 : Place des EnR à long terme

RÉSULTAT N° 2 : Place du nucléaire à long terme

RÉSULTAT N° 3 : Coût complet de l'électricité

RÉSULTAT N° 4 : Rôle du nucléaire historique

RÉSULTAT N° 5 : Un potentiel de power-to-X et de forts exports

RÉSULTAT N° 6 : Modèle de marché

RÉSULTAT N° 7 : Stabilité du réseau

APPORTS DE LA RÉUNION DU 1^{er} FÉVRIER 2019

LIMITES ET PERSPECTIVES (Document n° 1)

ÉDITORIAL (Document n° 1)

Le parti pris dans cet exercice est de rester strictement sur une logique d'optimisation économique : il s'agit d'évaluer les trajectoires qui coûteront le moins cher pour la collectivité.

Commentaire : il est incompréhensible qu'un organisme comme l'ADEME, chargé de participer à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable, adopte une **logique d'optimisation économique** continuant à favoriser **l'usage de moyens de production émetteurs de CO₂** (voir plus loin). La préoccupation économique est évidemment également légitime, mais **elle ne devrait s'appliquer qu'à des moyens de production non émetteurs de CO₂**. Cette

absence de priorisation des objectifs n'est pas nouvelle dans les positions de l'ADEME, mais outre qu'elle rend ses conclusions peu lisibles, elle est en contradiction avec les positions constamment affirmées et réaffirmées par le Président de la République (y compris lors de sa conférence de présentation de la PPE, le 27 novembre 2018) donnant sans ambiguïté la priorité à la lutte contre le réchauffement climatique.

En effet, l'aspect économique, s'il n'est qu'un des nombreux enjeux de la transition énergétique, qui doit prendre en compte également les aspects industriels, sociaux, environnementaux, joue un rôle particulier, car les choix politiques ne peuvent faire l'impasse sur l'évaluation de leur efficacité d'un point de vue coût/bénéfice.

*Pour la première fois, une étude sur le mix électrique français porte jusqu'à l'horizon 2060. Si les résultats obtenus restent cohérents pour la période 2020-2035 avec ceux publiés en 2017-2018 par RTE, la prise en compte de cet horizon de très long terme apporte un éclairage nouveau : en effet, pour optimiser les choix à faire dans les quinze prochaines années, il est utile de **se projeter jusqu'en 2060**, afin de prendre en compte la durée de vie des investissements dans les moyens de production !*

Commentaire : à un horizon aussi lointain, aucune étude prospective n'a réellement de sens. En effet, les incertitudes sur les **technologies** qui seront disponibles à cette échéance et plus encore sur leurs **coûts** sont majeures. Il s'agit donc à nouveau d'un exercice **purement théorique**, à l'instar de l'étude de 2015.

CONTEXTE ET OBJECTIFS (Document n° 1)

*En 2015, l'étude « Un mix électrique 100 % EnR : analyses et optimisation », ci-après appelée « étude 2015 » : cette étude exploratoire a permis de **démontrer**, pour la France métropolitaine, la faisabilité technique d'équilibrer au pas de temps horaire la demande d'électricité avec un mix de production 100 % EnR, associé à du stockage et de la flexibilité de la demande.*

Commentaire : le terme « *démontrer* » utilisé ici apparaît comme quelque peu excessif ... Selon les meilleurs dictionnaires, une démonstration est un « **raisonnement rigoureux qui, procédant du plus simple au plus complexe, parvient à montrer la vérité de propositions déduites d'autres propositions déjà admises comme vraies** ».

Or, l'étude de 2015, exercice essentiellement théorique largement dégagé des contingences réelles, ne contient que peu de propositions « **déjà admises comme vraies** » par la communauté des professionnels et experts du domaine...

*... Le maintien de la sécurité d'approvisionnement (notamment **l'équilibre horaire** entre l'offre et la demande) dans un contexte de forte croissance de la part d'énergie renouvelable non pilotable.*

Commentaire : c'était déjà l'une des faiblesses majeures de l'étude 2015 : l'équilibre horaire est certes une étape préalable indispensable mais elle est totalement insuffisante car elle n'est que **statistique** (elle se limite à l'accumulation de quantités d'électricité produites et consommées par paquets horaires). Elle doit être impérativement complétée par une approche **d'équilibre instantané** des réseaux, qui relève des lois de la **physique** et non de la simple statistique. C'est une **condition sine qua non** de validité de tout scénario, que le § **RÉSULTAT N° 7** « *Stabilité du réseau* » est très loin de justifier de manière satisfaisante (voir plus loin commentaires approfondis à ce propos).

MÉTHODOLOGIE ET PRINCIPALES HYPOTHÈSES (Document n° 1)

Gisement maximum des EnR (Documents n° 1 et 2)

Commentaire : ce paragraphe porte exclusivement sur les EnR intermittentes, éolien et solaire. Or, la **FIGURE 11, page 15, document 1**, fait apparaître des productions **Autres EnR** qui se situent, selon les mix de production étudiés, entre environ **125 et 130 TWh/an** aux horizons 2050-2060. D'où ces TWh viendront-ils ? Une partie représente l'énergie hydraulique, qui se situe autour de **65 TWh/an en moyenne** et a très peu de potentiel d'augmentation, les sites hydrauliques étant pratiquement équipés. Ce qui signifie que le reste, soit **60 à 65 TWh/an** viendra essentiellement de la **transformation de biomasse en électricité**, hypothèse en **contradiction** formelle avec ce qu'on lit dans le projet de PPE !

Et d'où cette biomasse proviendra-t-elle ? Actuellement, l'électricité biosourcée représente **un peu moins de 10 TWh/an**. Il faudrait donc multiplier la ressource par **plus de 6** d'ici 2050-2060 pour atteindre les chiffres de l'ADEME. Est-ce réaliste ? Des augmentations sont certes possibles et attendues, mais on se heurtera vite

à la limite du **renouvellement annuel** de la biomasse qui doit en outre satisfaire **d'autres** besoins en concurrence :

* Transformation directe en chaleur du biogaz et surtout du bois énergie pour les usages domestiques, sans doute plus pertinente que la transformation en électricité handicapée par le rendement de Carnot (sauf en cogénération électricité-chaleur). C'est d'ailleurs l'option sagement retenue dans le projet de PPE...

* Usage du biogaz et des biocarburants liquides pour la mobilité, etc.

Les chiffres annoncés par l'ADEME, dont on peut supposer qu'ils proviendraient (bien que ce ne soit pas explicitement précisé) de biométhane mais aussi du méthane de synthèse (obtenu par méthanation de l'hydrogène) voire d'hydrogène électrolytique, apparaissent donc comme extraordinairement **optimistes** pour ne pas dire irréalistes... Ce qui signifierait qu'en cas de non atteinte (extrêmement probable...) des quantités espérées, le seul recours réaliste serait le **gaz naturel**, source d'énergie émettrice de CO₂ et non durable à long terme... Ces hypothèses sur la ressource en biomasse sont donc FRAGILES !

Coût des EnR (Documents n° 1 et 2)

Commentaire : les très importantes baisses de coûts anticipées dans le *Tableau 5 du document n°2* intitulé « *Caractéristiques technico-économiques des éoliennes et panneaux PV* » sont-elles réalistes ? On relève en effet entre 2020 et 2060 des baisses de CAPEX (CAPital EXpenditure) c'est-à-dire dépenses d'investissement en €/kW installés de :

* Pour le PV en grandes toitures : 1 326 à 657 soit une division par ≈ 2

* Pour le PV au sol : 1 214 à 483 soit une division par $\approx 2,5$

* Pour l'éolien terrestre surtoilé : 2 215 à 1 217 soit une division par $\approx 1,8$

* Pour l'éolien en mer posé : 7 344 à 2 390 soit une division par ≈ 3

* Pour l'éolien en mer flottant : 10 139 à 3 660 soit une division par $\approx 2,8$

De telles baisses appellent plusieurs remarques :

* Concernant le PV, on peut concevoir avec un optimisme certain des baisses à venir importantes pour les **cellules PV**, composants électroniques fabriqués en très grandes séries dont les prix pourraient évoluer à l'image d'une sorte de loi de Moore, non vérifiée cependant à ce jour. Mais c'est oublier que les prix des **autres composants**, à la fois mécaniques (structures de génie civil et supports), électriques (câblages) et électroniques (onduleurs et contrôle-commande) baisseront beaucoup moins, voire très peu. Idem pour les **coûts de main d'œuvre** d'installation et d'autres activités.

* Concernant l'éolien, terrestre ou en mer, il s'agit d'**équipements électromécaniques complexes**, qui ont des potentiels de baisses de prix bien inférieurs de par leur nature, d'autant plus qu'ils utilisent massivement des matières premières **coûteuses et/ou stratégiques** : de grandes quantités de cuivre, les alternateurs d'éoliennes utilisant **10 à 15 fois plus de cuivre par MWh produit** que les alternateurs classiques des centrales pilotables. De plus, contrairement aux alternateurs classiques, les alternateurs d'éoliennes ont besoin des quantités très importantes de « **Terres rares** » pour doper leurs aimants **permanents** : il faut par exemple 100 kg de néodyme par MW de puissance d'éolienne, soit 300 kg pour une éolienne terrestre de 3 MW et 800 kg pour une éolienne en mer de 8 MW ! **Quels seront les prix de ces deux matières premières indispensables, cuivre et néodyme, en 2060 ou même bien avant ?** Impossible à déterminer d'autant plus que les ressources en néodyme (et autres « Terres rares » également utilisées en moindres quantités) pourraient n'avoir rien de durable...

Pour l'éolien **terrestre**, il faut y ajouter les **coûts des externalités négatives** pour la collectivité : destruction des paysages pesant sur le tourisme, dévalorisation importante de l'habitat proche des éoliennes, impacts sur la santé des riverains pesant sur les dépenses de la sécurité sociale, etc.

Enfin, pour l'éolien **en mer**, compte tenu des grandes profondeurs des zones côtières françaises, les mâts doivent être très hauts et représentent près de la **moitié** des coûts d'investissement ! Et leurs coûts ne devraient pas baisser beaucoup, car ils consomment beaucoup de matières premières (acier et béton). Comment peut-on anticiper des réductions de coûts d'un **facteur 3** dans ces conditions ?

* Plus généralement, **des hypothèses de prix à une échéance de plus de 40 ans sont totalement incertaines par nature. Les utiliser dans ce qui est présenté ici comme des calculs technico-économiques susceptibles**

d'orienter une programmation de long terme n'a donc ni sens, ni légitimité. Il s'agit encore une fois d'un exercice purement théorique, sans aucune validité économique ou opérationnelle.

Quant aux coûts LCOE des renouvelables présentés *Figure 2, document 1*, il est indiqué par l'ADEME qu'ils intègrent les coûts de raccordement et renforcements réseaux. Mais cela ne les rend pas pour autant **directement** comparables aux LCOE des moyens pilotables. Il faut en effet leur **ajouter** les surcoûts de compensation de **l'intermittence** : maintien de moyens pilotables en réserve, sous-utilisés donc plus coûteux pour la collectivité, adjonction de moyens de stockage/déstockage, introduction « d'intelligence » dans les réseaux, coûts de transaction des effacements, etc.

Or, ces surcoûts de compensation sont très élevés selon une étude (Réf. NEA N° 7437, OECD 2018) de l'AEN (Agence pour l'énergie nucléaire de l'OCDE).

Exemples pour 10 et 30 % respectivement de taux de pénétration :

* Eolien terrestre : 15 à 27 \$/MWh ; Eolien en mer : 28 à 40 \$/MWh

* Photovoltaïque résidentiel : 23 à 38 \$/MWh ; Photovoltaïque commercial en toitures : 28 à 44 \$/MWh

Même s'il s'agit là de valeurs **moyennes** établies sur la base de plusieurs pays, elles donnent des **ordres de grandeur crédibles** qui montrent que ces surcoûts sont très lourds.

Par ailleurs, il ne faut pas oublier les coûts de production du **biométhane**, de **l'hydrogène électrolytique** et plus encore du **méthane de synthèse** obtenu par méthanation de l'hydrogène. Ces coûts sont actuellement **très élevés**, à tel point **qu'aucun modèle économique viable** n'existe pour le méthane de synthèse, et leur potentiel de réduction est difficile à concrétiser et sera en tout état de cause limité. À quelles valeurs ont-ils été pris en compte dans l'étude ? Ce n'est pas précisé alors que leur poids, appliqué à une cinquantaine de TWh/an, est déjà très important. Et il augmenterait très vite en cas **d'augmentation de la consommation d'électricité**, car ces gaz constitueraient alors **le terme principal de bouclage** sauf à recourir massivement au gaz naturel (cf. également plus loin).

Nucléaire historique (Documents n° 1 et 2)

Le coût de prolongation considéré dans l'analyse correspond à un LCOE de 42 €/MWh, calculé à partir des coûts du grand carénage publiés par la Cour des Comptes.

Commentaire : Il y a confusion entre **prix de vente** et **coût** du nucléaire actuel. Les **42 €/MWh** cités ici sont le **prix de vente ARENH** auquel EDF est tenu de vendre le quart de sa production nucléaire (100 TWh) à ses concurrents aux termes de la loi NOME. De plus, l'approche **LCOE** qui représente le **coût théorique moyen sur la totalité de la durée de vie d'une installation**, n'est pas pertinent pour calculer le coût de prolongation du nucléaire historique pour une raison simple : le parc actuel est en effet déjà largement amorti économiquement et le grand carénage et les améliorations de sûreté associées entrent dans les dépenses de **maintenance** qui ne sont pas considérées comme des investissements et ne sont donc pas immobilisées, mais amorties dans l'année des dépenses. C'est donc l'approche « **coût cash** » fondée sur les **décaissements réels** par MWh produits qui représente la **réalité des coûts complets actuels et à venir**.

Une étude publiée par la SFEN (Société Française d'Énergie Nucléaire) intitulée **Les coûts de production du parc nucléaire français** (NOTE SFEN - SEPTEMBRE 2017) les évalue à **32 à 33 €/MWh**.

La confusion de l'ADEME entre **prix de vente ARENH** et « **coût cash** » conduit donc à **surestimer** le coût réel de production du nucléaire historique de **29 %** ! Appliqué à un productible d'environ 400 TWh/an, cet écart pèse **4 Mds €/an environ**, ce qui est considérable et fausse complètement les conclusions qui en sont tirées.

Nucléaire de nouvelle génération (EPR) (Documents n° 1 et 2)

*Les coûts à payer pour investir dans une technologie intègrent, en plus du coût matériel de la technologie, une « prime d'investissement » calculée en considérant un **taux de financement** de :*

- **5,25%** pour les investissements considérés comme faiblement risqués (EnR et interconnexions)

- **7,5%** pour les autres investissements (**nucléaire, CCGT et OCGT, batteries, STEPs, power-to-gaz et power-to-heat**)

Commentaire : l'approche LCOE est ici adéquate, mais il est étonnant que le taux de financement (ou plus précisément le taux d'actualisation) retenu soit beaucoup plus élevé (7,5 %) pour le nucléaire et les STEPs que pour les EnR. Alors que, par exemple, l'éolien en mer présente des risques industriels bien supérieurs à ceux de **l'hydraulique** ou du **nucléaire**, les travaux en pleine mer de construction et de maintenance étant

difficiles et incertains, face à l'agressivité des tempêtes et du milieu marin, etc. Il y a donc là « **deux poids, deux mesures** », avec une logique de prise en compte des risques (conditionnant une partie du taux d'actualisation) ne reflétant pas leur réalité.

Or, on sait bien que pour les investissements de **très longue durée**, le coût LCOE du kWh est **très sensible** au taux d'actualisation : l'augmenter de **5,25 à 7,5 %** augmente le coût de production d'un EPR de l'ordre de **25 à 30 %**, ce qui est considérable ! La conséquence est donc claire : retenir un taux d'actualisation de **7,5 %**, par ailleurs **très élevé** au regard des fondamentaux économiques et financiers actuels, est la meilleure façon de tuer artificiellement dans l'œuf tout investissement massif de **très longue durée**, ce qui est le cas des STEPs (100 ans ou plus) et du nouveau nucléaire (60 ans minimum)... Autrement dit, ce choix largement arbitraire **défavorise** a priori toute nouvelle installation hydraulique ou nucléaire et **favorise** indirectement les investissements EnR à durée de vie limitée à 20 à 25 ans, pourtant largement moins durables au regard de leur consommation de matières premières critiques ou rares. Pourquoi ce choix ?

** Le modèle permet aussi d'installer des EPR si les conditions économiques le permettent. Le coût des EPR considéré dans l'analyse est de 85 €/MWh en LCOE en supposant une production en base toute l'année. Dans la trajectoire « EPR en série », on suppose que la filière industrielle EPR se développe permettant de réduire le LCOE jusqu'à 70 €/MWh.*

** Coût EPR : 85 €/MWh les 3 premiers EPR puis 70 €/MWh.*

Commentaire : les estimations actuelles du **coût LCOE d'un EPR2 optimisé de série** se situent entre **60 et 70 €/MWh**. La valeur de 70 €/MWh retenue par l'ADEME appartient au haut de la fourchette ci-dessus et reste donc adéquate. Par contre, le concept de construction en série est **erroné** dans l'approche de l'ADEME. En effet, construire en série ne consiste pas à commencer par construire isolément 3 unités plus coûteuses, mais à **commander d'emblée** une **série** de plusieurs réacteurs dont les constructions seront échelonnées selon un planning défini dès le **départ**. Cette façon de procéder est une source majeure de réduction des coûts d'investissement car elle permet de donner de la visibilité à moyen terme à tous les partenaires des projets planifiés, leur permettant de réutiliser les études de conception, d'économiser des coûts de transaction et d'achat, d'optimiser leurs charges de travail, de répartir leurs frais fixes, de conserver leurs compétences, etc. C'est cette approche qui a été utilisée pour la construction du parc nucléaire actuel et qui a montré que des réductions de coûts de l'ordre de 20 % peuvent être obtenues dès 4 réacteurs (et bien sûr plus) commandés en série (on notera que cette excellente pratique est également utilisée depuis longtemps par Ariane Espace, qui commande ses lanceurs par lots de 10 pour en réduire les coûts).

Supposer que l'on commence par construire 3 EPR produisant une électricité à 85 €/kWh avant de construire les suivants en série qui produiraient une électricité à 70 €/kWh n'a donc **aucun sens**, ni industriel, ni économique : la seule pratique rationnelle est d'engager une **série** permettant d'atteindre d'emblée un coût réduit de 70 €/kWh, voire moins. Ne pas prendre en compte cette pratique optimale **distord** donc à la hausse les coûts réels du nouveau nucléaire dans l'étude ADEME.

Stockage (Documents n° 1 et 2)

Dans le modèle, des batteries de durée de décharge de 2 h et de 90 % de rendement peuvent être installées pour un coût variant de 880 €/kW en 2020 à 465 €/kW en 2035 et 355 €/kW en 2050 (avec une durée de vie 10 ans).

Le modèle permet aussi l'ajout de STEP en France, dans la limite de 2 GW de STEP de durée de décharge 24 h (soit 24 MWh de capacité par MW installé) pour un coût de 1 325 €/kW.

Commentaire : curieusement, il n'est question ici que de batteries et de STEPs, moyens de stockage certes très utiles et performants pour fournir de la flexibilité horaire ou infra-journalière, mais qui ont et garderont des capacités de stockage limitées :

* Concernant les STEPs, rappelons qu'elles peuvent actuellement stocker globalement environ **0,1 TWh** au maximum, chiffre qui pourrait être accru au mieux de 25 % de façon réaliste,

* Concernant les batteries, en dépit de baisses de prix très importantes constatées et sans doute à venir, il est inenvisageable de vouloir stocker des quantités d'énergie très importantes (au-delà des capacités des STEP pour fixer les idées) avec des batteries neuves dédiées, pour deux raisons : le coût global d'un tel stockage et la consommation de matériaux qui apparaissent comme de moins en moins durables. Comme l'a justement souligné l'**Académie des sciences** dans son cahier d'acteurs du débat PPE du printemps 2018 : « Pour stocker deux jours de consommation d'électricité (soit 3 TWh), avec une technologie performante

lithium-ion comme celle employée sur les automobiles Tesla, il ne faudrait pas moins de 12 millions de tonnes de batteries utilisant 360 000 tonnes de lithium, sachant que 40 000 tonnes de ce métal sont extraites chaque année ! »

Il faut donc envisager d'autres solutions, notamment :

- Soit utiliser des batteries réformées de véhicules électriques, à condition qu'il y en ait assez et que leurs prix de vente soient suffisamment faibles,

- Soit utiliser les batteries des véhicules électriques comme stock tampon. L'ADEME indique à ce propos : « *À moyen terme, le développement des véhicules électriques représente une charge de 40 à 70 TWh (pour 2035 et 2050) dont respectivement 40 % et 80 % sont supposées pilotables* ». Soit 56 TWh/an pilotables en 2050 selon le Document n° 2. Ramené aux échanges **journaliers**, seuls pertinents pour des batteries, on obtient une moyenne de $56/365 \approx 0,15$ TWh/jour... À peine plus que les STEP, ce qui est surprenant puisque cela ne représente qu'environ 5 millions de véhicules, si on postule que chacun ne contribue qu'à raison de 30 kWh pour ne pas trop décharger sa batterie. De plus, cet usage des véhicules mettant en jeu les **comportements** des consommateurs, leur acceptation n'ira pas forcément de soi sachant que leur priorité sera de disposer de l'autonomie en mobilité dont ils auront besoin lorsqu'ils reprendront leur véhicule.

Et il y a un **grand absent** dans ces moyens de stockage : les moyens capables de stocker **jusqu'à quelques dizaines de TWh/an** y compris si besoin pendant des durées **inter-saisonniers**, afin notamment de pouvoir utiliser en hiver les excès d'électricité solaire inutilisables en été et pallier des absences hivernales de vent qui peuvent durer jusqu'à plusieurs jours, couplées à un ensoleillement très faible.

Cette absence non expliquée est incompréhensible dans la mesure où il est totalement impossible de se priver de ce type de stockage dans un réseau comportant un taux très élevé d'électricité intermittente. Sauf à comprendre que ce stockage serait constitué de biométhane et/ou d'hydrogène produit par électrolyse, voire de méthane de synthèse obtenu par méthanation de l'hydrogène ? Ce n'est pas précisé, même s'il est dit par ailleurs que ces gaz de synthèse viendraient notamment de la conversion en électricité des pointes solaires de mi-journée. Mais le coût **extrêmement élevé** de ce mode de stockage n'est ni traité ni même évoqué, alors que c'est sa faiblesse majeure, son modèle économique étant **non viable** pour l'instant.

Plus généralement, la totalité de la rubrique stockage est extrêmement mal documentée et dépourvue de toute justification chiffrée, ce qui ne permet pas une analyse des résultats. Faut-il en conclure, hypothèse implicite, que l'insuffisance plus que probable des capacités de stockage, notamment inter-saisonniers à grande échelle, trouvera sa **solution palliative** dans un recours accru au **gaz naturel émetteur de CO₂** ?

PRINCIPAUX ENSEIGNEMENTS (Document n° 1)

RÉSULTAT N° 1 : Place des EnR à long terme

En revanche, dans le cas « sortie automatique à 50 ans » pour lequel une quinzaine de GW supplémentaires de gaz sont nécessaires, la part du gaz représente environ 12 % de la production d'électricité en 2040.

Avec ce mix très renouvelable, l'équilibre offre-demande au pas horaire est assuré, confirmant ainsi un résultat de l'étude 2015. En effet, le système électrique français bénéficie de nombreuses sources de flexibilité.

L'hydroélectricité, les effacements et le pilotage de l'eau chaude sanitaire sont des leviers de flexibilité existants qui vont permettre à court terme d'intégrer de façon économique la production variable des énergies éoliennes et photovoltaïques (françaises et européennes).

Enfin, la France bénéficie de fortes capacités d'interconnexion avec ses pays voisins, ce qui lui permet de bénéficier du foisonnement de la production éolienne entre les différents pays européens.

Commentaire : cette dernière affirmation est une **contre-vérité** validée à la fois par de nombreuses études approfondies et par le retour d'expérience réel des pays européens disposant de puissances éoliennes importantes et d'un très large retour d'expérience en exploitation. Parmi ces études :

* **Électricité : intermittence et foisonnement des énergies renouvelables** - Par Hubert FLOCARD ; Jean-Pierre PERVÈS ; Jean-Paul HULOT - TECHNIQUES DE L'INGÉNIEUR - 10/10/2014

* *Wind energy in Germany and Europe - Status, potentials and challenges for baseload application : Developments in Germany since 2010* - By Thomas Linnemann and Guido S. Vallana - VGB Power Tech –

Part 1 (08/2017) : https://www.vgb.org/en/studie_windenergie_deutschland_europa_teil1.html

et Part 2 (11/2018) : https://www.vgb.org/studie_windenergie_deutschland_europa_teil2.html

Toutes ces études démontrent de façon certaine, enregistrements et analyses approfondies à l'appui, que le foisonnement entre pays **peut parfois exister** à certaines périodes, mais que **ce n'est pas le cas** dans l'immense majorité des situations pour lesquelles on observe au contraire de **fortes corrélations** entre pays voisins, qui ont soit beaucoup, soit très peu de vent pratiquement en même temps.

Il est donc incompréhensible que l'ADEME persiste à s'appuyer sur ces contre-vérités avérées.

Autre anomalie incompréhensible : la *FIGURE 7* intitulée « *EXEMPLE DE RÉSULTAT DU MODÈLE SUR UNE SEMAINE D'HIVER 2050* » concerne en réalité... « *la production et la consommation prévisionnelles horaires sur 7 jours, du 4 septembre 2050 à 1 h du matin au 10 septembre 2050 à minuit !* »

Comment peut-on prétendre qu'un profil de production-consommation d'une semaine de **début septembre** est représentatif d'une « **semaine d'hiver** » ??? Car prendre l'exemple d'une semaine très « facile » de septembre **biaise** complètement la réalité : le soleil est encore puissant à cette époque de l'année et le vent y souffle en général à nouveau bien... Ce qui cumule les facteurs favorables aux productions EnR intermittentes. Alors qu'au cœur de l'hiver, la production photovoltaïque est 4 fois plus faible ! Et la consommation bien supérieure ! Comment peut-on biaiser à ce point les résultats en choisissant artificiellement un cumul de situations favorables ? Cela décrédibilise la démarche...

De plus, cette figure fait apparaître des déplacements de consommation induits par la flexibilité des usages poussés à un point tel que les pics de consommation **suivent fidèlement** la production photovoltaïque : il n'y a plus de pointe de consommation entre 18 et 20 h mais un creux ! Mieux : à 18 h, on exporte ! Or, des déplacements de consommation de ce type impliquent des transferts d'électricité à la fois considérables en énergie et extrêmement rapides à certaines périodes de la journée, compte tenu des gradients de variation très importants de la production photovoltaïque le matin et le soir. Pour les réaliser, il faudrait donc disposer de lignes de transport et de distribution **surdimensionnées**, sans compter les pertes supplémentaires générées par ces transferts d'énergie incessants, considérations devant être étendues aux **interconnexions** avec les pays voisins puisque la flexibilité retenue fait apparaître des importations et exportations également très importantes. Ce qui rend **irréalistes** les hypothèses de flexibilité retenues par l'ADEME, qui n'a **pas modélisé** les réseaux donc **ne peut** prendre en compte ces surdimensionnements !

L'ADEME ne traite pas non plus correctement la question des **pointes de consommation hivernales**, qui s'accompagnent **systématiquement d'une production photovoltaïque nulle** (pointe de 19 h) pouvant se combiner dans certaines circonstances météorologiques **non rares** (anticyclone polaire) avec une production éolienne négligeable, qui peut descendre à 1 % de la puissance installée, voire moins. Ce qui peut être vérifié facilement sur les enregistrements publiés par RTE. C'est une question critique dont la réponse tient aux moyens pilotables restants, aux capacités de déstockages (à condition qu'elles soient suffisantes) aux effacements de consommation et aux importations. Sur ce dernier point, L'ADEME anticipe des importations pouvant aller jusqu'à 40 à 60 TWh/an selon les trajectoires. Outre que de telles importations mettraient la France sous la dépendance des pays voisins, **rien ne garantit** que la puissance importée soit **disponible au bon moment** : il faut en effet raisonner en **puissance disponible** et non en **énergie moyenne annuelle** lors de ces pointes de consommation et rien ne garantit, compte tenu des corrélations de vent observées, qu'il y aura suffisamment de puissance disponible en Europe pour assurer des secours mutuels lors des périodes de forte consommation. Plusieurs GRT (Gestionnaires de réseaux de transport), allemands notamment, s'en inquiètent à juste titre.

Inversement, ces mêmes **corrélations européennes de vent** provoqueront des **engorgements** d'électricité éolienne à d'autres périodes, durant lesquelles il sera impossible d'exporter ! Il faudra alors écrêter si on ne peut par ailleurs ni consommer ni stocker...

RÉSULTAT N° 2 : Place du nucléaire à long terme

D'un point de vue économique, le développement d'une filière nucléaire de nouvelle génération ne serait pas compétitif pour le système électrique français. Le surcoût de développement d'une filière industrielle EPR (24 GW en 2060) serait de 39 Mds€ pour la nation, malgré les économies d'échelle prises en compte pour les EPR (coût de production des EPR en série estimé à 70 €/MWh par hypothèse).

Commentaire : la phrase ci-dessus (« coût de production des EPR en série estimé à 70 €/MWh par hypothèse ») est **incohérente** avec le § 4.2. EPR du document n° 2 qui stipule « Le coût des EPR considéré dans l'analyse est de 85 €/MWh en LCOE », cette dernière valeur étant d'ailleurs reprise plus loin dans les Tableaux n° 11, 12 et 13 intitulés : « Hypothèses principales des trajectoires simulées » (1/3 à 3/3) et dans les trajectoires simulées.

TOUTES ces trajectoires indiquent en effet **clairement et systématiquement** que les coûts pris en compte sont bien de **85 €/MWh**. **TOUT** indique donc que les résultats obtenus sont effectivement basés sur ce coût de **85 €/MWh** et non sur le coût des EPR de série de **70 €/MWh** affiché ci-dessus mais non utilisé.

Ce qui conduit à surestimer fortement (de + 15 €/MWh soit de 21 %) les coûts du nouveau nucléaire et invalide par conséquent les résultats globaux annoncés...

En effet, les coûts liés au développement de la filière EPR (cf. Figure 8) restent supérieurs aux économies réalisées (investissements évités dans les EnR, consommation moindre de gaz) et aux gains liés aux exportations. De fait, dans l'ensemble des trajectoires étudiées, le prix de vente annuel moyen de l'électricité issue du nucléaire ne dépasse que rarement les 70 €/MWh : ces installations seraient donc structurellement déficitaires.

Commentaire : cette dernière assertion méconnaît une fois de plus le sens profond d'un LCOE qui est un coût **théorique** moyen sur la durée de vie globale d'une installation, servant essentiellement au **choix initial** des investissements et par ailleurs le fait que le **marché est myope** et donc incapable de donner les bons signaux d'investissement de moyen et long termes, pourtant indispensables aux investissements de très longue durée dans le nucléaire et l'hydraulique.

D'autre part, c'est le coût **réel** de production et non le coût **théorique** LCOE qui est pertinent lors de la phase **d'exploitation**, car il baisse régulièrement au fur à mesure de l'amortissement des installations, pour se rapprocher, lorsque l'amortissement est important, d'un « **coût cash** » très inférieur au LCOE comme on l'observe sur le parc actuel (cf. commentaires à ce sujet). Par conséquent, dans une vision de **long à très long termes**, la seule valable pour un réacteur EPR conçu pour durer 60 ans au moins, le **coût de production réel** devient progressivement très compétitif.

Enfin, comme déjà souligné, les coûts LCOE du nouveau nucléaire à prendre en compte sont les coûts des EPR de série à **70 €/MWh** (et non 85 €/MWh) ce qui change la donne par rapport à des prix **supposés** de marché également estimés à 70 €/MWh. On peut en outre sérieusement s'interroger sur la fiabilité d'une estimation de prix de marché à 40 ans de l'échéance... Comment ces prix sont-ils déterminés ?

Pour toutes ces raisons, l'affirmation selon laquelle « ces installations seraient donc structurellement déficitaires » est tout sauf démontrée. Elle l'est d'autant moins que dans le contexte d'un mix d'électricité futur caractérisé par une part très importante d'EnR intermittentes, le nucléaire restera **l'UNIQUE** source d'électricité à la fois **non émettrice de CO₂, pilotable et à la bonne échelle des besoins**, capable de garantir la **sécurité d'alimentation** du pays, ce qui augmentera sa valeur d'usage donc sa valeur économique.

En outre, une analyse ex-post des prix de marché sur les trajectoires de référence et « prolongement nucléaire facile » montre qu'un EPR seul démarré en 2030 nécessiterait 4 à 6 Mds€ de soutien public pour atteindre la rentabilité (avec une hypothèse de 85 €/MWh de coût de production). En effet, le MWh produit est valorisé entre 40 €/MWh et 65 €/MWh suivant les scénarios et les années, ce qui nécessite donc un soutien public pour combler le déficit de l'installation.

Commentaire : encore une fois, construire un EPR **seul** ne permet pas d'atteindre l'optimum économique, il faut donc penser d'emblée « construction en série » pour atteindre un coût de **70 €/MWh** maximum. Ce qui change totalement la donne, et invalide la conclusion ci-dessus.

RÉSULTAT N° 3 : Coût complet de l'électricité

Comme illustré Figure 9, dans la trajectoire de référence, aboutissant à 87 % d'EnR en 2050, le coût complet de l'électricité) en €/MWh, après une légère hausse en début de période, baisse de 8 % en 2050 par rapport à 2020.

L'intégration des EnR a un coût, lié notamment à la nécessité de développer des capacités flexibles (stockage, maintien de capacités gaz...), du réseau (interconnexion, réseau de transport), ou aux pertes d'utilité (moindre utilisation du nucléaire restant), mais ce coût, croissant au cours du temps est inférieur à l'économie réalisée grâce à la baisse progressive des coûts de production des EnR.

Commentaire : il est impossible d'analyser sérieusement ces affirmations compte tenu du manque total d'informations détaillées.

RÉSULTAT N° 4 : Rôle du nucléaire historique

Le prolongement d'une partie du parc nucléaire historique, avec l'atteinte de l'objectif de 50 % de nucléaire peu entre 2030 et 2035, permet une transition efficiente d'un point de vue économique et climatique. Pour les scénarios étudiés, une fermeture de 30 % des réacteurs à 40 ans, puis à nouveau de 30 % des réacteurs restants à 50 ans est possible avec un coût nul pour la France sur la période 2030-2044. La fermeture systématique des centrales nucléaires à 50 ans génère, lorsque la capacité totale passe en deçà de 30 GW des coûts supplémentaires et une augmentation significative des émissions de CO₂ (ceci advient à partir de 2035 dans le scénario « fermeture des centrales nucléaires à 50 ans »).

Commentaire : écrire que la fermeture systématique des centrales nucléaires à 50 ans, autrement dit que prolonger leur usage le plus longtemps possible jusqu'à cet âge « génère des coûts supplémentaires et une augmentation significative des émissions de CO₂ » est une **double contre-vérité** ! En effet :

* Concernant les coûts, **aucun autre moyen de production pilotable** ne permet d'atteindre un coût de production complet aussi bas que **32 à 33 €/MWh pour une électricité décarbonée et abondante**. Par conséquent, plus longtemps ces coûts très bas seront disponibles, plus longtemps les consommateurs et l'économie du pays en bénéficieront, ce qui fait partie des buts recherchés par toute production d'électricité. Et... de l'objectif affiché dans l'*EDITORIAL* de l'étude ADEME : « *Le parti pris dans cet exercice est de rester strictement sur une logique d'optimisation économique : il s'agit d'évaluer les trajectoires qui coûteront le moins cher pour la collectivité* ». Le moins que l'on puisse dire est qu'on n'en prend pas le chemin quand on **remplace prématurément** une électricité extrêmement bon marché et disponible à la demande par des productions intermittentes non seulement intrinsèquement beaucoup plus chères, mais auxquelles il faut ajouter les **surcoûts** de compensation de l'intermittence !

* Concernant les émissions de CO₂, comment peut-on prétendre que prolonger jusqu'à 50 ans des réacteurs qui **n'émettent pas de CO₂** en fonctionnement va augmenter les émissions de CO₂ ? C'est au contraire leur **remplacement** par des EnR intermittentes qui ne fonctionnent en équivalent pleine puissance que **22 à 23 % du temps** pour les éoliennes terrestres et **13 % du temps** pour le photovoltaïque, qui augmente les émissions de CO₂ ! Car il faut les **secourir et remplacer** par des moyens palliatifs divers, **incluant à certains moments** des moyens fonctionnant au gaz naturel, qui accroissent mécaniquement les émissions de CO₂. Car rien ne garantit qu'il y aura suffisamment de biogaz disponible...

Comment comprendre des affirmations aussi **objectivement fausses** ? Tout laisse à penser que l'ADEME n'a pas recherché l'optimisation économique du **système électrique** français, mais l'optimisation économique du **développement des filières EnR** dans le système électrique français... Ce qui est très différent ! Et n'est **conforme** ni aux orientations explicitées lors de la présentation de la PPE par le Président de la République le 27 novembre 2018, ni aux déclarations liminaires de l'*EDITORIAL* de l'étude rappelées ci-dessus...

Pourquoi et au nom de quoi un tel **détournement de finalité** est-il fait, qui consiste à remplacer la « fin » (**réduction des émissions de CO₂ et une électricité la moins chère possible**) par une autre « fin » qui n'est en réalité que l'un des « moyens » parmi d'autres d'y contribuer : **promouvoir les EnR intermittents** ? Ce qui revient implicitement à remplacer « moins de CO₂ » par « moins de nucléaire » ce qui est tout simplement contradictoire...

Dans la trajectoire de référence, l'hypothèse prise est que, lors de leur 4e et 5e visite décennale, 70 % des centrales peuvent être prolongées à 42 €/MWh, les 30 % restant n'étant pas prolongées pour des raisons de surcoûts liés à des contraintes supplémentaires ou de sûreté par exemple.

Commentaire : comme déjà souligné plus haut, ce chiffre de **42 €/MWh** est un prix de **vente** et non un **coût**, il est donc erroné et doit être remplacé par la fourchette de coûts **32 à 33 €/MWh**. Les résultats de l'analyse de l'ADEME sont donc faux sur ce point et doivent être corrigés. Par ailleurs, le grand carénage et les améliorations post-Fukushima associées ont vocation à prolonger la durée de vie physique des réacteurs de **20 ans**, c'est-à-dire jusqu'à **60 ans** de durée d'exploitation.

RÉSULTAT N° 5 : Un potentiel de power-to-X et de forts exports

Dans un contexte d'augmentation de la taxation du carbone, le mix électrique français offre des opportunités économiques pour décarboner les autres vecteurs énergétiques et le mix électrique de nos voisins européens.

Il est par ailleurs indiqué à ce propos dans le document n° 2 :

Power-to-H2 industrie : Il s'agit de représenter un besoin d'hydrogène industriel de 900 kt (soit 30 TWh H2, correspondant au potentiel actuel estimé par l'association AFHYPAC) que l'on suppose constant tout au long de la trajectoire. La situation de **référence** est une production par **vaporeformage**, consommatrice de gaz et émettrice de CO2. Le modèle peut décider d'installer à la place une capacité d'électrolyse si les économies qu'elle permet (réduction de l'investissement en vaporeformage, de la consommation de gaz et des émissions de CO2) compensent le coût d'investissement et d'opération (incluant achat d'électricité) de l'électrolyseur.

Power-to-H2 mobilité et industries décentralisées : Il s'agit de représenter un besoin d'hydrogène correspondant à une utilisation plus locale pour la mobilité ou des petites industries, dont le volume annuel pourrait croître jusqu'à 13TWh H2 en 2060 (50 millions de pleins, en supposant qu'un plein de véhicule H2 correspond à 7 à 8 kg d'hydrogène). Comme pour l'industrie, la situation de **référence** est une production d'H2 par **vaporeformage** sur un grand site puis un transport jusqu'aux sites de consommation (pour 1€/kgH2 de transport). A la place, le modèle peut décider d'installer un électrolyseur (prix et caractéristiques ci-dessus), permettant d'éviter le coût et les émissions de CO2 lié à la production d'H2 par vaporeformage et les coûts de transport de l'hydrogène jusqu'aux stations/petites industries, en consommant de l'électricité.

Commentaire : il est à nouveau incompréhensible que l'ADEME, en retenant le **vaporeformage** comme solution de **référence**, qui consomme du gaz et émet du CO2 (comme elle l'écrit d'ailleurs) **ne mette pas en priorité** la contrainte climatique de réduction des émissions de CO2. Car cette solution a un **bilan carbone** extrêmement défavorable : l'hydrogène fabriqué par vaporeformage produit environ 10 kg de CO2 pour 1kg d'H2, ce qui équivaut à un contenu carbone d'environ **300 g de CO2/kWh PCS** (Pouvoir calorifique supérieur) d'hydrogène... Cela peut se concevoir **temporairement** pour satisfaire les besoins irremplaçables (chimiques ou autres) mais ne peut constituer une solution de base pour la **mobilité**, qui requiert d'emblée une solution durable pour être massivement utilisée. Or, c'est d'autant moins le cas du vaporeformage qu'il est très peu probable comme déjà évoqué que le gaz naturel puisse être remplacé par du biométhane en quantités **suffisantes** compte tenu des **autres** utilisations en concurrence de la biomasse, physiquement limitée par la reconstitution annuelle de son stock.

La seule solution qui a du sens, surtout quand on prétend s'inscrire dans un horizon allant jusqu'en 2060, est donc de fabriquer l'hydrogène par électrolyse de l'eau. Ce qui implique accessoirement de produire suffisamment d'électricité décarbonée... Et contribue à orienter vers un scénario du type « *prolongation de demande haute* » de la consommation ! Et probablement nettement plus...

RÉSULTAT N° 6 : Modèle de marché

Dans la plupart des scénarios étudiés, l'évolution du mix électrique engendre un rétablissement des prix de marché de gros (déprimés depuis quelques années en raison des surcapacités en Europe) qui permet un développement des EnR sans système de soutien à partir de 2030 pour le photovoltaïque au sol et 2035 pour l'éolien terrestre.

À l'inverse, **une prolongation trop forte du nucléaire historique couplée avec le développement de nouvelles capacités renouvelables maintiendrait les prix de marché à un niveau bas et déséquilibrerait la rentabilité de tous les moyens de production** : la marge totale issue des installations nucléaires se verrait diminuée de 3,6 Mds€ par an sur la période **2030-2044** ; le soutien public devrait être augmenté pour compenser la perte de revenus des EnR sous système de soutien (historiques et nouvelles installations) ; le seuil de rentabilité des EnR serait décalé en **2045**.

Commentaire : écrire « À l'inverse, une prolongation trop forte du nucléaire historique couplée avec le développement de nouvelles capacités renouvelables maintiendrait les prix de marché à un niveau bas et déséquilibrerait la rentabilité de tous les moyens de production » revient à confirmer implicitement que la **finalité** de l'étude n'est pas de produire une électricité décarbonée au **moindre coût**, mais de favoriser à **TOUT PRIX** et quelles qu'en soient les conséquences les énergies renouvelables **intermittentes** (les seules

qui ont un potentiel important de croissance) au détriment d'une électricité bon marché qui constitue et constituera d'autant plus à l'avenir un bien de première nécessité, dont le prix doit rester bas à la fois pour les consommateurs domestiques (et autres) et pour la compétitivité de l'économie du pays. Favoriser ainsi artificiellement (à quelles fins ?) des moyens de production **plus coûteux** au détriment de l'intérêt de la nation est à nouveau se tromper de finalité !

Ce **détournement de finalité** étant effectivement confirmé par la phrase : « *le soutien public devrait être augmenté pour compenser la perte de revenus des EnR sous système de soutien (historiques et nouvelles installations) ; le seuil de rentabilité des EnR serait décalé en 2045* ». C'est avouer benoîtement que les EnR intermittentes ne sont pas près de devenir compétitives, contrairement aux annonces marketing de leurs promoteurs, et ne le deviendront qu'entre 2035 et 2045. Ce qui est au passage **incohérent** avec les baisses de coûts annoncées par ailleurs dans la note... Et signifie surtout qu'à raison de 7 à 8 Mds€ par an, si l'on en croit les annonces faites lors de la présentation de la PPE, il va falloir continuer à les subventionner pendant encore deux à trois décennies, pour un total prévisible qui dépasserait les **100 Mds€...**

De plus, cela occulte la **véritable priorité** qui devrait prévaloir : obtenir enfin des promoteurs de ces EnR qu'ils réduisent leurs prix pour ne plus avoir besoin de **subventions**, au lieu de chercher à manipuler les prix de marché pour diminuer... facialement ces subventions ! Ce qui ne diminuerait en rien les prix de l'électricité, qui resteraient élevés pour les **consommateurs** en bout de chaîne...

RÉSULTAT N° 7 : Stabilité du réseau

Concernant l'inertie du système et sa stabilité, même avec 87 % d'EnR en Europe continentale en 2050, il serait possible, pour moins d'1 €/MWh, de maintenir en fonctionnement une puissance synchrone suffisante pour assurer la stabilité du réseau, selon les exigences que se fixe le gestionnaire de réseau irlandais Eirgrid pour les prochaines années. Des analyses supplémentaires seraient nécessaires pour approfondir cet aspect du système électrique.

Commentaire : ces affirmations sont des **extrapolations** qui ne reposent sur aucune base sérieuse car elles **anticipent** des résultats de R&D qui en sont à leur tout début, et dont personne ne peut préjuger du bon aboutissement (voir ci-dessous). La précaution sémantique selon laquelle « *Des analyses supplémentaires seraient nécessaires pour approfondir cet aspect du système électrique* » fait plus que s'imposer mais n'efface malheureusement pas les **affirmations qui précèdent, qu'AUCUNE** étude aboutie et crédible n'a encore validées à ce jour dans le Monde.

L'ENTSO-E recommande aujourd'hui qu'une puissance synchrone (thermique et hydraulique) d'au moins 150 GW soit constamment disponible sur l'Europe continentale, les centrales devant être démarrées pour contribuer à l'inertie du système. En rapportant ce chiffre aux pays modélisés dans cette étude, cela représente un seuil minimum de 110 GW de puissance synchrone. En 2050, pour le scénario de référence (avec 87 % d'énergie renouvelable sur la zone considérée), ce seuil est franchi plus de 50 % du temps. Selon la métrique actuelle utilisée par ENTSO-E, la trajectoire de référence ne serait donc pas satisfaisante en 2050, mais les retours d'expérience de systèmes électriques avec des taux d'énergie renouvelable élevés montrent que cette exigence est susceptible d'évoluer à la baisse.

Commentaire : il est plus que surprenant que les auteurs de la note, qui n'ont aucune compétence dans ce domaine (ce que l'on ne saurait leur reprocher) se permettent de remettre en cause les « métriques » (sic) de l'ENTSO-E, dont les ingénieurs sont des spécialistes de la conception et exploitation des réseaux. Alors que les retours d'expérience évoqués par l'ADEME ne sont par ailleurs **ni conformes à la réalité** des faits, **ni représentatifs** des grands réseaux européens (voir ci-dessous).

*Ainsi, EirGrid, le gestionnaire de réseau irlandais utilise, plutôt qu'une puissance en valeur absolue, un indicateur dynamique, « System Non-Synchronous Penetration », rapportant la puissance non-synchrone à la consommation d'électricité : Eirgrid accepte d'ores et déjà 65 % de **puissance non synchrone**, avec l'objectif de repousser cette limite à 75 % d'ici quelques années.*

Commentaire : le taux de pénétration de 65 % d'électricité « **non synchrone** » pris en compte dans le réseau EirGrid inclut classiquement l'éolien et le photovoltaïque, mais également l'électricité acheminée par les deux **liaisons à courant continu** de 500 MW chacune reliant l'île irlandaise à l'Ecosse et au Pays de Galles, dont l'une apporte une puissance qui ne peut varier que **lentement** et l'autre une puissance au contraire modulable **rapidement**. Par conséquent, bien que n'apportant pas de puissance synchrone, ces liaisons à courant continu contribuent à la stabilisation des fluctuations rapides de l'éolien et du photovoltaïque (pour la première) et au réglage de puissance du réseau (pour la deuxième).

De fait, lorsque le taux de 65 % évoqué ci-dessus a été **établi et validé** le 9 avril 2018, les données du réseau montrent que le taux réel de pénétration maximum d'éolien et photovoltaïque était de **52 %**, la contribution des liaisons à courant continu ayant représenté **13 %**. Le taux de **65 %** ne peut donc **en aucun cas** être pris comme référence générale et extrapolé à la production éolienne et photovoltaïque.

Enfin, extrapoler à la France les caractéristiques du « **petit** » réseau irlandais (pour l'île entière, Nord et Sud, une puissance appelée de l'ordre de 4,5 GW en moyenne et 7 GW en pointe, soit respectivement 12 et 14 fois moins qu'en France !) ne peut être fait sans de solides études, totalement absentes ici.

*Dans le modèle utilisé pour cette étude, la prise en compte de ce critère conduirait à **maintenir des puissances synchrones** en fonctionnement au détriment des EnR variables lorsque ces dernières sont en surproduction.*

Commentaire : on comprend qu'il s'agit ici de maintenir une inertie suffisante du système, afin de rester dans le mode actuel de fonctionnement fondé sur une inertie globale suffisante. Cela fonctionne bien évidemment, mais ne relève pas d'une extrapolation de « coin de table », mais d'études approfondies afin de dimensionner correctement cette inertie nécessaire, qui est la **clé de la sécurité** de fonctionnement et le restera tant qu'on n'aura pas **démonstré et validé expérimentalement** que d'autres solutions, fondées sur la contribution de l'électronique de puissance peuvent fonctionner avec une **inertie moindre** (cf. ci-après).

*Pour le scénario 2050 étudié (trajectoire de référence), ces écrêtements d'EnR correspondraient toutefois à seulement **1,5 % de la production totale éolienne et photovoltaïque**. En supposant que cette production serait remplacée par l'utilisation de gaz (hypothèse pessimiste), cela représenterait un **coût de 0,70 € par MWh** d'électricité consommée.*

Commentaire : ces valeurs sont extrêmement faibles pour des capacités installées très importantes en éolien et photovoltaïque anticipées dans le futur. À titre d'exemple, pour rester en Irlande, le taux d'écrêtement de l'éolien mesuré dans ce pays a été de **4 %** en 2017 et de **5,1 %** en 2018, ce qui est par ailleurs cohérent avec les retours d'expérience d'autres pays, parmi lesquels on observe des taux **parfois bien supérieurs** (jusqu'à 15 % en Chine)... Le taux d'écrêtement de 1,5 % avancé par l'ADEME est d'autant moins réaliste qu'il croît fortement avec le taux de pénétration des sources intermittentes, qui va lui-même augmenter de façon très importante selon les projections faites pour 2050 ou 2060... On est probablement là dans la fiction, ce qui invalide ipso facto le coût annoncé de **0,70 € par MWh** d'électricité consommée...

Au-delà de l'évolution des règles sur la part instantanée de puissance non synchrone, de nombreuses évolutions majeures sont en cours de réflexion en Europe, parmi lesquelles :

- *la mise en place de marchés de fourniture d'inertie, de façon à contribuer à l'émergence d'actifs fournissant ce service à moindre coût ;*

Commentaire : ces actifs sont des **compensateurs synchrones** (alternateurs fonctionnant à vide) qui sont des solutions efficaces mais coûteuses, alors que cette fonction est assurée **gratuitement** par les alternateurs actuels des moyens pilotables. Par conséquent, **leur coût** qui dépendra de leur dimensionnement et de leur nombre, **s'ajoutera** à celui de l'électricité, le marché n'y pouvant pas changer grand-chose car il ne modifiera ni la taille ni le nombre des compensateurs synchrones nécessaires, qui seront déterminés par les lois de la physique et non celles du marché...

- *la contribution de l'électronique de puissance des EnR et du stockage pour mesurer et suivre la fréquence du réseau, appelée également « grid Following » ou « inertie synthétique » ;*

- *et de façon plus prospective, la formation de zones synchrones où la fréquence serait fixée par l'électronique de puissance, appelée également « grid forming ».*

*Le projet **H2020 MIGRATE** vise spécifiquement à éclairer ce sujet de la stabilité des réseaux électriques face à l'intégration massive d'électronique de puissance.*

Commentaire : ceci est exact, mais on entre là dans un nouveau paradigme. Le projet **MIGRATE** est un projet de R&D à petite échelle qui doit être suivi d'un projet de taille plus proche du réel nommé **OSMOSE**, qui sera réalisé sur un site de RTE. Mais s'il paraît actuellement envisageable de parvenir à faire fonctionner des démonstrateurs de **très petite taille** sans inertie, **l'extrapolation** aux grands réseaux européens est beaucoup plus complexe et soulève des questions extrêmement difficiles qui pourraient être techniquement insolubles et/ou économiquement hors de prix. Sachant en outre que de nombreuses autres difficultés sont à surmonter, notamment la baisse des puissances de court-circuit (qui affaiblit la résistance des réseaux aux

incidents) et l'augmentation très importante des harmoniques de courant à haute fréquence (susceptibles de perturber l'environnement électromagnétique), etc.

D'autres projets de R&D européens sont d'ailleurs également engagés, notamment le projet **EU-SysFlex** qui vise à valider les taux maximums d'énergie intermittente acceptables dans les réseaux en conservant une inertie minimale leur assurant un bon niveau de sûreté, minimisant les émissions de CO₂ et maîtrisant les coûts, avec des objectifs réalistes de taux de renouvelables (52 % et 66 % au niveau européen).

En résumé, il reste donc encore énormément d'études et de R&D à mener avant de pouvoir conclure et affirmer quoi que ce soit, sans garantie à ce jour de parvenir à des solutions opérationnelles physiquement et économiquement viables. Car c'est bien d'une véritable « révolution copernicienne » dans la conception, les technologies, le fonctionnement et l'exploitation des réseaux (comparée à la situation actuelle, éprouvée depuis plus d'un siècle, fiable et très peu coûteuse) qu'il s'agit. PERSONNE n'est **actuellement** en mesure de se prononcer sur l'aboutissement de ces recherches, tant les problèmes à résoudre sont complexes.

Dans ce contexte, la démarche de l'ADEME, faite d'interprétation erronée et incomplète d'un cas particulier, d'extrapolation d'échelle sans justifications, de non-respect de critères de stabilité énoncés par les meilleurs spécialistes du domaine, tout cela dans le but d'aboutir à **l'affichage** d'un taux d'intermittence très élevé, n'a AUCUNE valeur scientifique. RIEN, strictement RIEN, n'est démontré sur ce point dans l'étude ADEME. Voilà pour le **fond**.

Mais la **forme** pose aussi question : laisser entendre que le problème **serait résolu**, ce que le public, les médias et un certain nombre de décideurs politiques retiendront, pour ensuite faire état de réserves parfaitement justifiées mais que personne ne prendra en compte, revient à **manipuler l'information** ! Comme cela a été fait lors de la publication de l'étude de 2015, « 100 % renouvelable en 2050, c'est possible » ce titre en forme de slogan étant devenu une pseudo-vérité alors même qu'il ne recouvre aucune réalité prouvée, **aucun organisme compétent ne l'ayant d'ailleurs validé**. Va-t-on dorénavant propager un nouveau slogan « 87 % d'intermittence, c'est possible » ? C'est à nouveau de la pure communication ...

APPORTS DE LA RÉUNION DU 1^{er}FÉVRIER 2019

L'ADEME a organisé une réunion de présentation de son étude assortie de questions-réponses, le 1^{er} Février 2019 sur son site de Montrouge. Heureuse initiative d'autant plus que les résultats détaillés n'ont pas été publiés à ce jour, ce qui rendait difficile l'interprétation de certains passages de la présente synthèse. Il a été annoncé à cet égard que ces résultats complets seront bien publiés, au cours du premier trimestre 2019.

Commentaires sur les apports de cette matinée de présentation et les questions-réponses associées :

Un certain nombre de précisions utiles à la compréhension d'ensemble ont été apportées par l'ADEME, ainsi que des réponses plus ou moins complètes à certaines questions. Néanmoins, compte tenu de la complexité des sujets et de la durée limitée des échanges (3 heures environ) des zones d'ombre subsistent, dont on peut espérer qu'elles seront levées par la publication des résultats complets.

Une conclusion générale s'est néanmoins dégagée de cette présentation, qui n'apparaissait pas dans le texte de la synthèse :

L'équilibre au pas horaire des scénarios étudiés par l'ADEME repose ESSENTIELLEMENT sur la FLEXIBILITÉ de tout ce qui n'est pas la PRODUCTION : au lieu que cette dernière s'adapte à la demande comme actuellement, la logique est ici inversée : la consommation est censée s'adapter en permanence aux fluctuations des productions massivement intermittentes et aléatoires, par toutes les flexibilités possibles !

Cette logique est en fait rendue **indispensable** compte tenu de la **faiblesse des moyens de production pilotables** qui sont censés subsister en 2050-2060 comme il ressort des prévisions de l'ADEME rappelées ci-dessous :

* Entre 80 et 90 % d'EnR en 2050, plus de 95 % en 2060 après fermeture du **dernier** réacteur nucléaire...

* 2 GW de plus qu'actuellement en hydraulique + STEPs (ce qui conduit à une puissance **effective maximale** de l'ordre de 16 (actuellement) + 2 ≈ **18 GW** dans le meilleur des cas...)

* Conservation de moyens au gaz à la **même capacité qu'actuellement** (soit en chiffres ronds, environ **12 GW** au total dont ≈ 8,5 GW de CCG - Cycles combinés au gaz - et ≈ 3,5 GW de TAC - Turbines à combustion - et cogénérations d'électricité + chaleur) ces moyens de production étant censés fonctionner essentiellement avec du biogaz et/ou du gaz de synthèse...

On aboutit ainsi **au grand maximum à... 30 GW d'électricité pilotable !!!** Le reste étant supposé fourni par l'éolien terrestre et en mer et par le photovoltaïque... Tout cela pour alimenter une demande qui pourrait atteindre des valeurs 3 fois plus élevées en pointe, même si, comme le dit justement l'ADEME, la sensibilité thermoélectrique diminuera avec le développement massif des pompes à chaleur pour le chauffage.

Quels sont alors les moyens de flexibilité mis en œuvre pour assurer l'équilibre ? Ils sont de quatre types :

* **Flexibilité apportée par les effacements/reports de consommation** : outre les traditionnels effacements industriels, la modulation de la charge des véhicules électriques est supposée jouer un **rôle majeur**, ceci sans réinjection vers le réseau, le reste étant assuré par les effacements/reports de divers usages domestiques : production d'eau chaude sanitaire, chauffage, produits blancs, etc. Cette flexibilité est effectivement une solution, mais **limitée**, alors que l'ADEME envisage des amplitudes de flexibilité pouvant atteindre la valeur astronomique de... **60 GW** dans la journée ! **Davantage** que la puissance moyenne journalière **actuellement** consommée par le pays : **54 GW !!!** C'est **TOTALEMENT irréaliste**, car cela signifierait que l'on effacerait jusqu'à plusieurs fois par jour des consommations industrielles et/ou tertiaires (avec quels impacts sur la productivité et l'économie ? Cela n'est évidemment pas dit), que l'on retarderait ou arrêterait des TGV en rase campagne, sans parler des consommateurs domestiques, qui seraient priés (en fait contraints) de bien vouloir arrêter de consommer au motif qu'il n'y a plus de soleil ou que le vent est tombé...

* **Flexibilité apportée par les stockages/déstockages journaliers via les STEPs et les batteries**. Par contre, « il n'y a pas besoin de stockage inter-saisonnier » (sic)... Ce qui paraît surprenant mais est en réalité très probablement inclus dans les 35 TWh/an de méthane de synthèse (quantité très importante !) supposés produits (voir ci-dessous)...

* **Flexibilité apportée par l'utilisation des surplus intermittents** pour produire de l'hydrogène puis ensuite en partie du méthane de synthèse. Ce qui permettrait selon l'ADEME d'éviter les prix négatifs... Mais il y faut une condition : que les capacités d'électrolyse soient largement dimensionnées, ce qui coûte cher...

* **Flexibilité apportée par les importations/exportations**. Ce qui revient implicitement à considérer que les pays voisins seraient capables à **tout instant** de nous fournir toute l'électricité **manquante** ou d'absorber tous nos **surplus**, jusqu'à des quantités extrêmement importantes pouvant atteindre **30 GW**, grâce bien sûr au **triplement** de nos interconnexions avec eux, qu'il « suffirait » de construire ! De tels échanges postulent de facto que nos voisins seraient à **notre service**, ce qui méconnaît totalement la **réalité** du fonctionnement des réseaux interconnectés et des échanges qui s'inscrivent nécessairement dans une réciprocité d'intérêt. On est là dans la pure fiction...

En résumé, outre que l'équilibre instantané de ces scénarios n'est **pas démontré** (cf. ci-dessus, § relatif à la stabilité du réseau) leur équilibre au **pas horaire** serait extraordinairement précaire car il impliquerait que les différents moyens de flexibilité mis en œuvre soient **tous au rendez-vous au bon moment**, excluant toute défaillance car le système est sans marges, notamment pilotables. Il faut y ajouter que la mise en œuvre de cette **flexibilité généralisée** impliquerait de **multiplier les échanges** internes et externes d'énergie, donc les pertes dans les réseaux. Est-ce pris en compte ? Par ailleurs, les réseaux devraient être dotés d'une « intelligence artificielle » d'une très grande complexité pour assurer une telle flexibilité de tous les instants, dont les difficultés de fonctionnement, la cybersécurité, et en conséquence les coûts additionnels, sont totalement imprévisibles à ce jour. Voilà pour le fonctionnement instantané et journalier, qui méconnaît profondément les réalités physiques, économiques et sociales de l'alimentation en électricité d'un pays développé comme la France...

Ces scénarios possèdent en outre une autre **faiblesse majeure** : compte tenu des limites de la ressource en biomasse et du coût très élevé des gaz de synthèse, ils sont **TOTALEMENT incapables de faire face à une augmentation significative de la consommation**, qu'il faudrait bien satisfaire si elle se produisait, sauf à plonger l'économie du pays dans une récession dramatique. Car il n'y aurait alors que deux très mauvaises solutions palliatives : soit augmenter massivement la production de gaz de **synthèse** et en conséquence les capacités de production d'électricité intermittente nécessaires pour les produire, pour un coût exorbitant et insoutenable, soit recourir massivement au gaz **naturel**, solution qui ferait exploser les émissions de CO₂ ! D'un point de vue **prospectif**, s'engager sur de telles bases serait donc prendre un **risque stratégique inconsidéré et irresponsable** pour l'avenir du pays, qui ne devrait laisser aucun décideur indifférent.

En résumé, les scénarios de l'ADEME sont issus de modélisations purement **théoriques** qui relèvent bien davantage d'un jeu vidéo que des réalités des réseaux d'électricité et de leurs contraintes ou des attentes des futurs consommateurs d'électricité de toutes catégories, auxquels l'ADEME promet implicitement une « flexibilité » record de leur... alimentation en électricité !

Enfin, compte tenu de la précarité conceptuelle de ces scénarios et de leurs hypothèses, ils auraient dû faire l'objet d'un minimum d'études de **sensibilité** et de **risques**, pour au moins en tester les différentes limites. Il y a là un manque flagrant et incompréhensible de rigueur scientifique et méthodologique.

LIMITES ET PERSPECTIVES (Document n° 1)

Commentaire : dans ce dernier chapitre, l'ADEME souligne un certain nombre de **limites** de son étude et esquisse les **études complémentaires** qui seraient nécessaires pour les lever. Démarche tout à fait légitime dans son principe, à ceci près qu'un certain nombre de ces limites **invalident en pratique** les conclusions de l'étude !

Autrement dit, le mode de communication dénoncé ci-dessus au sujet de la stabilité du réseau est **généralisé** à l'ensemble de l'étude...

Ce qui, de la part d'une agence publique chargée de conseiller ses ministères de tutelle, soulève une question **déontologique**, aggravée par la très faible qualité scientifique et économique de l'étude, comme il ressort de l'analyse ci-dessus, cette étude n'ayant semble-t-il pas été soumise à **revues critiques externes** avant sa publication, ce qui dénoterait si c'était avéré un manque de rigueur méthodologique difficile à comprendre.

Pour un résultat global qui relève avec certitude d'une opération de COMMUNICATION, mais dont les très nombreuses faiblesses et le caractère essentiellement théorique ne permettent en aucune façon « **d'éclairer l'horizon du système électrique français et européen jusqu'en 2060** »... Ce d'autant moins que, pour les raisons explicitées plus haut, les scénarios de l'ADEME sont **incapables** de faire face à une **augmentation de la consommation**, toujours possible compte tenu des très nombreux transferts d'usages vers l'électricité, ceci à un coût environnemental et/ou économique **soutenable** pour la collectivité.

Références à d'autres analyses critiques

Plusieurs analyses critiques ont été publiées suite à la diffusion de l'étude ADEME. Celles qui sont citées ci-dessous sont de grande qualité et ont été menées par des entités totalement indépendantes les unes des autres, avec des approches différentes. La présente analyse, fondée sur une lecture critique pas à pas des documents de l'ADEME, obéit la même indépendance d'approche.

Néanmoins, toutes ces analyses aboutissent à des diagnostics très largement convergents, bien qu'exprimés de façons différentes :

[1] **ADEME : interrogations sur une étude surprise** - Par Valérie Faudon, SFEN - RGN - 18 décembre 2018
www.sfen.org/rgn/ademe-interrogations-etude-surprise

[2] **Le plan tout renouvelable de l'ADEME contesté** - Par Dominique Finon, directeur de recherche émérite au Cnrs, économiste (avec l'aide de Sylvestre Huet pour la rédaction) - LE Monde.fr - 31 janvier 2019
<http://huet.blog.lemonde.fr/2019/01/31/le-plan-tout-renouvelable-de-lademe-conteste/>

[3] **Notes de travail** - Dominique Finon, Directeur de recherche CNRS émérite (CIRED) - 30 janvier 2019 :
* **Analyse détaillée des hypothèses permettant de rehausser la valeur économique des ENRv dans l'exercice "Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060" de l'ADEME**
* **L'ADEME ne peut pas annoncer ex cathedra qu'il vaudrait mieux se passer du nucléaire grâce aux EnR en 2050**
www2.centre-cired.fr/Equipe-27/Chercheurs/FINON-Dominique

[4] **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** – 29 janvier 2019
<https://www.academie-technologies.fr/blog/categories/avis-et-recommandations/posts/trajectoires-d-evolution-du-mix-electrique-2020-2060>
