

Nucléaire réduit à 50 % : moins de sécurité, plus de CO2 ...

Résumé et conclusions

Nos prédécesseurs, qui avaient une vision stratégique de l'avenir du pays et le sens de l'intérêt général ont engagé dans les années 1970 la construction du programme électronucléaire actuel pour acquérir une indépendance énergétique à l'égard des fournisseurs d'énergies fossiles dont le pays ne disposait pas et réaliser des économies d'importations considérables : où en serait notre balance commerciale déjà très déficitaire s'il avait fallu importer ces combustibles pour produire notre électricité ?

L'impératif de limitation du réchauffement climatique a ensuite donné une justification supplémentaire majeure à l'électricité d'origine nucléaire non carbonée, « pilotable » (s'adaptant à la demande) et qui peut être produite à très grande échelle pour répondre aux besoins : aucun autre moyen ne réunit ces trois avantages.

Ce qui a permis à la France de devenir le grand pays développé qui produit l'électricité la moins carbonée de la planète. Et lui a évité d'émettre depuis 40 ans plus de 10 milliards de tonnes de CO2 qui auraient autrement été produites par la combustion d'un mix de combustibles fossiles (1/3 de charbon ; 1/3 de fioul ; 1/3 de gaz). Ce qui correspond à plus de 30 années d'émissions actuelles de CO2 du pays tout entier qui ont été ainsi évitées ! Pour le plus grand bénéfice du climat.

Et c'est cet atout industriel remarquable, qui depuis 40 ans a alimenté le pays de façon sûre avec une très bonne disponibilité en fournissant en outre une électricité à prix très compétitif que l'on s'efforce de réduire, au motif « *qu'il ne faut pas mettre tous ses œufs dans le même panier* » pour soi-disant sécuriser l'alimentation du pays.

Ce qui est une illusion dépourvue de toute rationalité. Pour une raison pourtant évidente : remplacer une électricité sûre et disponible à tout instant en fonction des besoins par une électricité intermittente sans rapport avec ces derniers car elle dépend des conditions météorologiques du moment, n'accroît pas la sécurité d'alimentation mais la dégrade la plupart du temps et massivement lors des périodes hivernales les plus froides, augmentant très fortement les risques de non fourniture plusieurs fois chaque hiver en France et dans toute l'Europe qui s'est précipitée sur le « tout éolien et photovoltaïque » pour produire son électricité future sans en mesurer toutes les conséquences.

En outre, l'introduction massive de cette électricité intermittente en Europe va considérablement accroître les exigences de flexibilité des moyens pilotables restants pour équilibrer l'offre et la demande à tout instant. Or, deux types de moyens seulement sont capables de jouer ce rôle à la bonne échelle de puissance : les moyens nucléaires et les moyens utilisant des combustibles fossiles émetteurs de CO2, l'hydraulique n'ayant pas la capacité suffisante, les effacements ou reports de consommation, quoique utiles, jouant par ailleurs à bien trop petite échelle et les stockages d'énergie de masse n'étant pas disponibles avant longtemps.

Moins de nucléaire implique donc de façon certaine davantage de recours aux énergies fossiles, en France ou quelque part en Europe, ce qui est incohérent avec l'objectif annoncé de neutralité carbone en 2050.

En conclusion, réduire la capacité nucléaire est triplement pénalisant : pour la sécurité d'alimentation du pays et dans la perspective de la neutralité carbone pourtant érigée en priorité nationale. Cette étude en apporte les justifications. Il faut y ajouter un troisième point qui, bien que dépassant l'objet de cette étude, ne peut être passé sous silence : l'impact économique de l'arrêt prématuré d'installations en excellent état de fonctionnement et reconnues sûres par l'Autorité de sûreté nucléaire, qui pourraient continuer à produire une électricité à des coûts très compétitifs pendant encore de très longues années.

Ce qui, sans parler du gaspillage incompréhensible qu'un tel arrêt prématuré représente pour le pays, fera augmenter de façon certaine le prix de l'électricité, comme le montre une étude séparée à paraître de « *Sauvons Le Climat* ». Avec des conséquences négatives sur le coût de la vie, la précarité énergétique et la compétitivité économique du pays.

Plan de l'étude

1 – Le parc nucléaire actuel a-t-il failli à alimenter le pays en 40 ans d'existence ? (P. 2)

2 – Le risque systémique de mode commun du tout [éolien + photovoltaïque] (P. 4)

3 – Impact de l'arrêt de 14 réacteurs de 900 MW sur la sécurité d'alimentation (P. 5)

4 – La dimension européenne des capacités nucléaires à l'horizon 2030-2035 (P. 6)

5 – Conclusions (P. 10)

Terminologie [*] et références [1] à [7] (P. 11)

Annexe 1 : arrêts de réacteurs pour causes exceptionnelles en 40 ans d'exploitation (P. 11)

Annexe 2 : déficit de puissance pilotable due à l'arrêt de 14 réacteurs de 900 MW (P. 13)

Réduire la part du nucléaire à 50 %, avec l'arrêt programmé de 14 réacteurs d'ici 2035 (dont les deux réacteurs de Fessenheim dès 2020) a été présenté comme une nécessaire diversification « *pour ne pas mettre tous ses œufs dans le même panier* » et sécuriser ainsi l'alimentation du pays.

En réalité, cela va aboutir au résultat exactement inverse, car on va remplacer des moyens parfaitement « pilotables », c'est-à-dire capables de produire en fonction de la demande, par des moyens éoliens et photovoltaïques qui produisent quand il y a du vent ou du soleil, sans rapport avec la demande ...

1 – Le parc nucléaire actuel a-t-il failli à alimenter le pays en 40 ans d'existence ?

Remarquons d'abord que même si les principes de fonctionnement et technologies de nos réacteurs sont les mêmes, les « œufs » (réacteurs) qui constituent notre parc ne sont pas dans un seul panier mais dans plusieurs : ils appartiennent à différents « paliers » de puissance (900 MW, 1 300 MW, 1450 MW), ils n'ont pas été « pondus » à la même date ni au même endroit. Ce qui leur procure une double diversification :

* De réalisation/fabrication et de durée de fonctionnement, diminuant fortement les risques techniques de défaillances de mode commun généralisés à la **totalité** du parc,

* D'exposition aux risques naturels (séismes, inondations, météorologies extrêmes, etc.) grâce à leur installation sur 19 sites différents, ce qui leur procure une diversification de lieu.

- **Le retour d'expérience d'arrêts exceptionnels en 40 ans d'exploitation**

Ce retour d'expérience de 40 années qui représentent plus de 2 000 années x réacteur de fonctionnement cumulé est détaillé en Annexe 1 pour deux catégories d'évènements :

- ✓ **Les arrêts pour causes techniques génériques**

Deux évènements relèvent de cette catégorie : un problème de corrosion survenu dans les années 1990 et une anomalie métallurgique ayant nécessité des arrêts pour contrôles supplémentaires entre fin 2016 et début 2017 (cf. Annexe 1, § A1.1). Le premier a conduit à l'arrêt d'un réacteur pendant environ 1 an, le second à l'arrêt successif de 18 réacteurs pour environ 1 mois chacun, le cumul des arrêts simultanés pendant la période d'hiver 2016-2017, la plus critique pour le réseau, ayant été de 4 réacteurs de 900 MW.

- ✓ **Les arrêts limités à un site particulier**

Deux sites ont été concernés (cf. Annexe 1, § A1.2) l'un pour renforcement de la tenue au séisme du canal d'alimentation en eau qui passe à proximité, l'autre pour vérifications suite au séisme du TEIL survenu en novembre 2019. Dans les deux cas, l'impact sur la disponibilité a également concerné 4 réacteurs de 900 MW pour des durées respectives d'environ 1,5 mois et 1 mois.

L'enveloppe des impacts sur la disponibilité de ces arrêts simultanés est ainsi restée limitée à **3,6 GW** ou **5,7 %** de la puissance totale installée. Ramenés aux 40 années d'exploitation, ils représentent (cf. Annexe 1 §A1.3) environ 3,3 années x réacteurs perdues sur un total de plus de 2 000, soit moins de 0,2 % d'indisponibilité cumulée. Ce qui montre une très grande fiabilité du parc nucléaire actuel.

- **Un accident sur un réacteur pourrait-il avoir des conséquences génériques sur la production ?**

Comme dans toutes les industries à risques, notamment l'aéronautique, et compte tenu de toutes les précautions et mesures de tous ordres (techniques, organisationnelles, humaines, etc.) prises pour les éviter, un accident est toujours le résultat d'un enchaînement d'événements initiateurs et de défaillances successives des dispositions de défense en profondeur mises en place (matérielles, humaines, etc.) qui n'ont pas pu arrêter ou gérer à temps l'évolution de la situation. En ce sens, chaque enchaînement est par nature un cas particulier et la probabilité pour qu'il implique des conséquences génériques est très faible si deux conditions complémentaires sont réunies :

- ✓ **Tout a été fait selon les meilleures règles pour assurer la sûreté**

Cette exigence comprend notamment une bonne : réglementation de base, conception, fabrication, exploitation et maintenance, impliquant une bonne organisation, formation des opérateurs et culture de sûreté à la fois solide et généralisée. Enfin une Autorité de sûreté nucléaire indépendante, compétente et rigoureuse, toutes conditions nécessaires pour rendre un accident extrêmement improbable et qui sont réunies dans le système français.

- ✓ **Le retour d'expérience des incidents survenus en France et des accidents survenus dans le monde a été tiré en profondeur**

Face à la complexité de l'industrie nucléaire, le retour d'expérience peut sans conteste être qualifié de « meilleur des professeurs », bien supérieur à l'imagination des hommes, limitée en comparaison de la complexité du réel. La prise en compte de ce retour d'expérience, à la fois national et international est donc un facteur majeur de réduction des risques d'accidents et la France a toujours été très en pointe dans ce domaine.

Le bilan de 40 années d'exploitation du parc de réacteurs actuel fait apparaître un seul événement de niveau 3 (« incident grave ») sur l'échelle de gravité internationale INES (pour « International Nuclear Event Scale » qui comporte 7 niveaux) tous les autres n'ayant pas dépassé le niveau 2 (« incident »).

- **Que peut-on en inférer pour l'avenir ?**

Il est toujours délicat de répondre à ce type de question, mais plusieurs raisons amènent à considérer que le passé peut raisonnablement éclairer l'avenir, notamment :

* Les diversifications déjà évoquées de réalisation/fabrication, de durée de fonctionnement et d'exposition aux risques naturels des différents sites réduisent très fortement la probabilité d'événements initiateurs de mode commun, ce qui permet raisonnablement d'exclure des conséquences qui affecteraient la totalité du parc, y compris dans l'hypothèse extrêmement peu probable d'un accident qui affecterait un réacteur et aurait pour conséquence d'arrêter la totalité du site concerné pour une durée qui dépendrait de la gravité de cet accident,

* Le principe d'amélioration continue de la sûreté mis en œuvre sur le parc de réacteurs conduit à rénover en profondeur les installations pour rester conforme au référentiel de sûreté de base (opération de « grand carénage ») et à y ajouter des améliorations de sûreté « post-Fukushima » qui vont permettre d'élever à nouveau le niveau de sûreté, jusqu'à un standard très proche de celui des réacteurs de 3^{ème} génération, afin de se rapprocher de l'objectif « 0 accident + 0 rejet en cas d'accident »,

* Les « maladies de jeunesse » sont loin derrière et le « vieillissement » des installations est compensé par les rénovations précitées. Et ce qui ne peut être remplacé, l'enceinte de confinement et la cuve du réacteur sont rigoureusement contrôlés de manière approfondie tous les 10 ans pour vérifier que l'exploitation peut continuer de façon sûre, sous le contrôle de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN),

* L'expérience des réacteurs étrangers de même technologie, très nombreux dans le monde, est également prise en compte, notamment celle des réacteurs américains de 900 MW dont sont directement issus les nôtres. Plus anciens que les nôtres, l'expérience montre qu'ils « vieillissent » bien, à tel point que plusieurs dizaines d'entre eux ont vu leur licence d'exploitation prolongée jusqu'à 60 ans, et deux d'entre eux viennent de la voir prolongée jusqu'à 80 ans, ce qui est un signe de confiance indéniable dans cette technologie, de la part de leurs exploitants et de la NRC, Autorité de sûreté américaine,

* Enfin, les conditions de la sûreté et de la disponibilité sont bien connues : une connaissance approfondie des installations, qui continue de s'améliorer avec le temps, l'accroissement des connaissances générales et les progrès technologiques, ainsi que la qualité de la surveillance et de l'anticipation mises en œuvre par

l'exploitant qui sont des facteurs humains essentiels : la « matière grise » est la meilleure garantie de sûreté et disponibilité.

Sur ces bases, l'expérience du passé et le fait que les sites soient éloignés les uns des autres, il est donc raisonnable de considérer que les risques enveloppe d'indisponibilité ne devraient pas excéder la mise à l'arrêt total d'un site nucléaire, dont les plus importants possèdent 6 x 900 MW (5,4 GW) ou 4 x 1 300 MW (5,2 GW). Ce quelle qu'en soit l'origine : défaut générique, agression externe de site ou accident d'un réacteur, la durée d'indisponibilité pouvant varier selon les cas. Ce qui représente une indisponibilité enveloppe inférieure à 9 % de la puissance installée actuelle.

2 – Le risque systémique de mode commun du tout [éolien + photovoltaïque]

Les aléas de production d'électricité à partir de **stocks énergétiques** fissiles ou fossiles ont pour origine les défaillances des machines qui les transforment en électricité, ce qui peut concerner un nombre restreint de ces dernières. Par contre, sous réserve d'une bonne gestion de ces stocks énergétiques, ces derniers ne peuvent faire défaut.

La grande différence des productions d'électricité obtenues à partir de **flux énergétiques**, vent ou soleil, au-delà du fait qu'elles sont également soumises à la fiabilité des machines, est qu'elles sont en plus et surtout soumises aux fluctuations et/ou absences partielles ou totales de ces flux d'énergie primaire, ce qui est beaucoup plus problématique car cela peut concerner la **totalité** des installations d'une région, d'un pays voire d'une partie importante de l'Europe. C'est le cas évident du photovoltaïque qui ne produit pas la nuit, mais aussi celui de l'éolien lorsque le vent devient très faible, par exemple lors de certains anticyclones polaires hivernaux qui peuvent s'accompagner d'un froid intense qui augmente fortement la demande.

En résumé, le risque pour le réseau est proportionnel au produit du taux de défaillance (ou affaiblissement) de ces flux intermittents d'énergie primaire par leur taux de pénétration : plus ce dernier est important, plus la profondeur du manque de production sera importante, phénomène propre aux énergies de flux.

Une question cruciale se pose dans ce contexte : peut-on définir une production éolienne garantie ? Il n'y a pas de consensus européen sur cette question. Notamment :

* Les 4 GRT allemands, homologues de RTE, instruits par des années d'exploitation de leurs très grands parcs éoliens, terrestres et en mer (plus de 60 GW) considèrent que la puissance éolienne garantie ne dépasse pas 1 % de la puissance installée, y compris pour l'éolien en mer (une limite de 3 % est étudiée à la demande de l'Agence fédérale des réseaux allemands mais ne changerait pas l'ordre de grandeur ...),

* RTE n'utilise pas explicitement le terme de « puissance garantie », mais l'hypothèse qu'il y aurait, selon ses propres études statistiques météorologiques, 90 % de chances pour que la production éolienne dépasse 10 % de la puissance installée. Ce qui signifie a contrario qu'il y a 10 % de chances pour que cette dernière soit inférieure à 10 % de la puissance installée. Or :

- 10 % de chances représentent statistiquement 876 heures par an ou encore 36 journées par an, dont le quart, soit 9 journées, se situent, toujours statistiquement, durant les 3 mois d'hiver les plus froids (décembre, janvier, février) lorsque la consommation est au plus haut,

- « Moins de 10 % » de production représente des situations réelles comprises entre ... 9,9 % et 0,5 % ce qui n'est pas précisé par RTE et change significativement les choses selon que l'on se situe en haut ou en bas de la fourchette ... Sous cet aspect, il serait déjà plus logique d'un point de vue statistique de prendre le milieu de cette fourchette, soit 5 % et non sa borne supérieure de 10 % ...

En résumé, la production de ces sources intermittentes peut descendre à des niveaux dérisoires lors des nuits très froides d'hiver en cas de conditions météorologiques défavorables : production photovoltaïque évidemment nulle et production éolienne ne dépassant pas quelques %. Ce, quelle que soit la puissance installée : quelques % d'un parc éolien de 100 GW ne représentent en effet que quelques GW !

C'est en ce sens que le tout [éolien + photovoltaïque] représente un risque systémique de mode commun majeur, résultant de la concomitance de la nuit et de l'absence quasi-généralisée de vent.

Or, ce mode commun peut concerner non seulement la France, mais souvent une grande partie de l'Europe de l'Ouest : cette dernière s'inscrit en effet dans deux fuseaux horaires seulement, la nuit y est donc très largement concomitante. Et les corrélations de vent y sont très fortes, contrairement à l'adage largement

propagé « il y a toujours du vent quelque part » qui est une contre-vérité statistique, sauf dans quelques circonstances minoritaires en durée. La réalité, démontrée par plusieurs études approfondies ([1] et [2]) est que la plupart du temps, dans la plupart des pays européens de l'Ouest, il y a partout beaucoup de vent ou il y en a peu voire très peu, la raison étant que les régimes de vent sont majoritairement dominés par les dépressions atlantiques. Et quand ces dernières ne sont pas présentes, les épisodes de vents faibles, notamment lors des anticyclones, peuvent recouvrir une partie plus ou moins grande de l'Europe.

La conséquence est redoutable, sachant que pratiquement tous les pays européens, sous l'impulsion de la Commission européenne, se lancent aveuglément dans le tout [éolien + photovoltaïque] :

Le risque systémique de mode commun du tout [éolien + photovoltaïque] est en train de s'accroître à l'échelle de l'Europe entière ! Ce qui va annihiler les possibilités de secours mutuel entre pays via les interconnexions que l'on renforce par ailleurs à grands frais, car tout le monde risque d'être en pénurie d'électricité à peu près en même temps : il n'y aura alors rien à échanger !

Il n'y a que deux parades à cette situation qui soient à la bonne échelle :

* Soit développer des capacités massives de stockage capables de couvrir au moins une dizaine de jours de pénurie de vent (ce qui est statistiquement observé) ce qui représente entre 15 et 20 TWh minimum de stockage à l'échelle de la France. Quantité d'énergie considérable, 150 à 200 fois supérieure à celle que sont capables de stocker nos stations hydrauliques de pompage-turbinage actuelles (STEP) et qui ne peut pratiquement être atteinte qu'en utilisant des gaz combustibles de synthèse dits « verts » [*], c'est-à-dire hydrogène produit par électrolyse avec une électricité décarbonée et méthane obtenu par méthanation de cet hydrogène. Mais ces solutions restent extrêmement coûteuses et n'ont pas de modèle économique viable pour l'instant, sans doute pour longtemps encore (voir plus loin, § 4),

* Soit conserver suffisamment de moyens pilotables. Or, dans la perspective de la neutralité carbone, un seul a à la fois une production décarbonée et à la bonne échelle de puissance : le nucléaire.

NB : une autre solution est souvent mise en avant : l'effacement/report de certaines consommations. C'est un levier à ne pas négliger (aucun ne doit l'être) notamment en cas de fortes contraintes sur la fourniture et pour de courtes durées, mais d'amplitude limitée en l'état actuel des choses. En 2018 ([4] et [5]) le volume moyen d'effacement obtenu des clients industriels via le « Mécanisme d'Ajustement » de RTE a été de 727 MW. En avril 2019 RTE a ensuite indiqué qu'un effort spécifique sur ce point pourrait permettre d'atteindre un gisement de l'ordre de 1 GW et que l'extension aux consommations domestiques pourrait dégager 600 à 700 MW de plus d'ici 2022-2023. Ce qui porte le total à moins de 2 GW et donc moins de 2 % de la pointe de consommation, les perspectives à plus long terme restant à déterminer.

3 – Impact de l'arrêt de 14 réacteurs de 900 MW sur la sécurité d'alimentation

Il s'agit de comparer la perte certaine de puissance pilotable et garantie entraînée par l'arrêt des 14 réacteurs à l'augmentation de puissance aléatoire d'un parc [éolien + photovoltaïque] fournissant la même énergie annuelle que les 14 réacteurs, ceci dans les 10 % de cas critiques durant lesquels la puissance éolienne tombe à moins de 10 % de sa puissance installée, soit 36 jours/an en moyenne.

Les calculs détaillés sont présentés en Annexe 2 et montrent que pour produire autant d'électricité que 14 réacteurs de 900 MW, il faut installer environ 56 GW de mix [éolien + photovoltaïque]. Résultats :

Remplacer 14 réacteurs de 900 MW soit 12,6 GW de nucléaire par 56 GW d'éolien + photovoltaïque réduit la puissance disponible pour le réseau d'une dizaine de GW (d'environ 9 à 11 GW selon le facteur de charge résiduel réel de l'éolien, inférieur à 10 % dans tous les cas) par rapport aux 14 réacteurs ayant une disponibilité « normale » (de l'ordre de 90 % minimum) pour cette période.

Or, une production éolienne inférieure à 10 % est particulièrement critique durant la dizaine de jours qui tombe statistiquement dans les 3 mois les plus froids de l'année (décembre, janvier, février) avec en outre des nuits très longues entraînant une très faible contribution du photovoltaïque.

En cas de concomitance d'un froid intense induisant une consommation très élevée et d'une quasi-absence de vent, perdre une dizaine de GW de puissance serait tout simplement critique pour l'alimentation du pays et aurait une très forte probabilité de conduire à des coupures d'électricité plus ou moins étendues.

On soulignera pour terminer que réduire davantage la part du nucléaire augmenterait mécaniquement les déficits en puissance identifiés ci-dessus, une production éolienne même très importante fonctionnant à moins de 10 % de sa capacité ne pouvant en aucun cas remplacer une production nucléaire fonctionnant à 90 % de sa capacité en période hivernale.

4 – La dimension européenne des capacités nucléaires à l’horizon 2030-2035

Cette dimension doit être appréciée sous une double perspective : d’abord contribuer à alimenter de façon sûre le réseau européen, les pays du continent étant amenés à être de plus en plus interconnectés donc interdépendants pour leur alimentation en électricité et sa sécurité. Ensuite atteindre la **neutralité carbone en 2050**, objectif majeur commun à la France et l’Europe. Pour lequel le nucléaire, seule source d’électricité de masse, pilotable et non émettrice de CO₂ est appelé à jouer un rôle irremplaçable à l’échelle de l’Europe et pas seulement de la France. Quatre objectifs se dessinent donc, dont les trois premiers relèvent de la sécurité d’alimentation, le dernier concernant l’urgence climatique :

- * Satisfaire la demande française notamment lors des périodes critiques de manque de vent et de soleil, comme déjà souligné ci-dessus, et contribuer dans la mesure du possible à la production européenne,
- * Apporter de l’inertie au système électrique européen indispensable pour assurer sa stabilité instantanée, dans un contexte de multiplication des sources d’énergie intermittente qui n’en possèdent pas,
- * Mais aussi contribuer massivement aux besoins de flexibilité de très grande amplitude qui se dessinent à l’horizon 2030-2035 et au-delà au niveau français et surtout européen, et qui seront indispensables pour compenser les variations cumulées de la consommation et de l’injection d’électricité intermittente dans l’Europe entière,
- * Enfin, *last but not least*, contribuer à décarboner la production d’électricité européenne et pas seulement française via les exportations d’électricité nucléaire.

Notons en effet qu’à cet horizon de 2030-2035, les capacités nucléaires des pays d’Europe de l’Ouest (hors France) actuellement de l’ordre de **25 GW** (Allemagne ≈ 8,1 ; Espagne ≈ 7,1 ; Belgique ≈ 6 ; Suisse ≈ 3,3 ; Pays-Bas ≈ 0,5 qui évoque cependant un nouveau réacteur) devraient avoir presque totalement disparu.

Ne resteraient donc sur la plaque continentale européenne que la capacité française et celle des pays de l’Est européen, d’environ **11 GW** (République Tchèque, Slovaquie, Hongrie, Roumanie, Bulgarie, Slovénie) qui ont au contraire l’intention affirmée de conserver et développer leurs capacités nucléaires. Cette capacité devrait cependant rester stable d’ici 2030 compte tenu des durées de décision et construction de nouvelles capacités. Au total, l’Europe continentale devrait donc perdre **25 GW** de capacités nucléaires.

NB : les capacités nucléaires du Royaume-Uni, de la Suède et de la Finlande (≈ 20 GW à eux trois), pays qui ont également l’intention affirmée de conserver ou développer leur capacité nucléaire, ne sont pas prises en compte ici car ils n’appartiennent pas à la plaque continentale européenne à laquelle ils sont reliés par des liaisons haute tension à courant continu de capacités trop limitées pour jouer un rôle majeur.

Reprenons les quatre rôles auxquels le nucléaire français devra contribuer massivement :

- **Sécuriser la demande française dans les périodes critiques de manque de vent et de soleil et contribuer dans la mesure du possible à la production européenne via les exportations**

Le déficit d’un parc [éolien + photovoltaïque] de 56 GW en cas de manque de vent lors des longues nuits d’hiver aurait peu de chances de pouvoir être comblé par des importations supplémentaires des pays voisins, qui subiront souvent la même pénurie avec leurs propres parcs éoliens et photovoltaïques, du fait du mode commun systémique souligné au § 2.

La production nucléaire sera alors cruciale pour éviter des coupures étendues, la seule autre solution à la bonne échelle de puissance étant, pour des raisons explicitées plus loin, le recours massif au gaz fossile, émetteur de CO₂, que les pays dépourvus de nucléaire et ayant réduit leurs capacités charbon pour des raisons environnementales évidentes seront contraints d’utiliser, les capacités massives de stockage via des gaz de synthèse qui seraient nécessaires n’ayant aucune chance d’être disponibles d’ici 2030-2035 à des coûts soutenables, comme également explicité plus loin.

La France a les moyens d’éviter ce recours massif au gaz fossile. À la condition de ne pas affaiblir sa capacité nucléaire ...

- **Apporter de l'inertie au système électrique européen pour le stabiliser**

L'inertie mécanique des machines tournantes (turboalternateurs) est essentielle à la stabilité instantanée des réseaux, dans le cas présent le grand réseau européen interconnecté. Or, cette stabilité va être mise à mal par deux phénomènes concomitants :

- * Le développement des moyens intermittents, non fournisseurs d'inertie,
- * L'attrition d'ici 2030 de capacités nucléaires (25 GW, voir ci-dessus) ainsi que de capacités thermiques à charbon ou au lignite dans la plupart des pays européens, qui pourraient atteindre une centaine de GW à la même échéance.

Soit au total environ 125 GW de grands turboalternateurs fortement inertiels qui seront arrêtés d'ici 2030, sachant que l'inertie ne concerne pas seulement le niveau national mais la plaque européenne continentale synchrone interconnectée, l'ENTSO-E indiquant que 150 GW de moyens inertiels connectés sont a minima indispensables pour garantir la stabilité instantanée à cette échelle.

Dans ce contexte, les capacités nucléaires françaises vont devenir extrêmement précieuses pour apporter l'inertie très importante de ses grands turboalternateurs au réseau français et plus largement au réseau européen interconnecté comme indiqué ci-dessus.

- **Contribuer massivement aux besoins de flexibilité de très grande amplitude qui se profilent dès l'horizon 2030-2035 au niveau français et plus encore européen**

Un autre aspect souligné notamment par l'étude [3] est à prendre en compte : l'augmentation considérable des besoins en flexibilité demandée aux moyens pilotables pour compenser les variations nettes de la somme [consommation + productions intermittentes] beaucoup plus variable que la seule demande.

L'étude précitée, qui s'appuie sur plus de 30 ans de relevés météorologiques sur l'Europe entière, met en effet très clairement en évidence :

- * Des variations horaires de puissance appelée de forte amplitude (jusqu'à 20 GW/heure) beaucoup plus fréquentes, avec des variations extrêmes pouvant aller jusqu'à 70 GW/heure, qui ne s'observent jamais pour la consommation seule. Ce qui correspond, à l'échelle de la France qui pèse environ 16 % de la production européenne, à des variations horaires respectives d'environ 3 et 11 GW/heure,
- * Des variations journalières pouvant aller jusqu'à 400 GW en 24 heures entre un dimanche midi venté et ensoleillé et un lundi midi avec peu de vent et de soleil. Ce qui correspond à l'échelle de la France à environ ... 65 GW en 24 heures !!! Une variation de cette ampleur induisant en outre un gradient moyen d'environ 17 GW/heure pour l'Europe entière (un peu moins de 3 GW/heure pour la France).

Il s'agit donc là de phénomènes tout à fait nouveaux qui résultent directement de l'insertion massive d'électricité intermittente dans les réseaux. Ils commencent d'ailleurs à se manifester concrètement dans les pays dotés de capacités importantes de production d'électricité intermittente, ces expériences précoces confirmant les résultats de l'étude précitée et préfigurant les évolutions à venir, notamment :

- * En Allemagne, pays doté de plus de 110 GW d'éolien + photovoltaïque dans lequel des gradients de l'ordre de 20 GW/heure sont d'ores et déjà observés et sont attendus à 30 GW/heure voire davantage à terme rapproché,
- * En Californie, dont la capacité photovoltaïque installée pourtant modeste d'environ 16 GW en 2017 a induit lors du déclin journalier du soleil des gradients de puissance négatifs compris entre 13 et 14 GW en environ 3 heures, devant être compensés par des moyens pilotables (au gaz en l'occurrence). Et ces valeurs ont depuis augmenté, la capacité installée actuelle dépassant les 20 GW et continuant à croître.

Comment fera-t-on face à une indispensable flexibilité d'une telle ampleur, qui ne peut être satisfaite que par des moyens pilotables, des déstockages massifs ou des reports de consommation également massifs ?

- ✓ **Moyens de flexibilité pilotables à grande échelle**

Hormis le nucléaire et l'hydraulique, très complémentaires (le nucléaire ayant de très grandes amplitudes de flexibilité, l'hydraulique des amplitudes moindres mais plus rapides) les autres moyens pilotables parmi les moins carbonés sont les centrales à gaz (cycles combinés CCG, de rendement élevé $\approx 60\%$ ou turbines à combustion TAC, de rendement $\approx 40\%$) sachant que ces machines peuvent indifféremment brûler du gaz fossile (composé à 95 % de méthane en moyenne) ou du méthane « vert ». Et qu'il n'y a pas de limites

industrielles à la construction du nombre nécessaire de telles machines, par ailleurs peu coûteuses en investissements. On pourrait donc penser que l'on dispose là, en utilisant du méthane « vert », d'une solution de remplacement non émettrice de CO₂. À ceci près qu'il s'agit largement d'une ... illusion due à deux facteurs :

* Les limites de production du biométhane, dont la ressource renouvelable globale est limitée et dont les autres usages possibles (mobilité, production de chaleur) sont probablement plus pertinents que la production d'électricité avec un rendement maximum de 60 %. Illusoire donc de miser sur cette source pour satisfaire les besoins massifs du réseau,

* Les coûts très élevés de production des deux types de méthane « vert », comparés à celui du gaz fossile, actuellement de l'ordre de 20 €/MWh (hors prix de la tonne de CO₂ sur le marché des quotas européens EU-ETS) :

- Le coût du biométhane pris en compte pour évaluer les subventions publiques est de 75 €/MWh et son coût réel est actuellement de l'ordre de 95 €/MWh, soit près de 5 fois celui du gaz fossile. De plus, sa production décentralisée en petites unités augure mal de baisses de coûts importantes à l'avenir,

- Le coût du méthane de synthèse obtenu par méthanation d'hydrogène « vert » est encore plus élevé. Selon RTE [6] le coût de production de l'hydrogène « vert » varie entre 3 et 6,7 €/kg selon l'électricité utilisée (base hors pointe, marginal renouvelable ou nucléaire) ce qui conduit à un minimum de ≈ 91 €/MWh pour le gaz hydrogène. Sa méthanation avec un rendement global estimé à 65 % et des charges d'amortissement estimées à 20 % pour l'installation de transformation conduit alors à un méthane de synthèse coûtant au minimum $91 / (0,65 \times 0,8) \approx 175$ €/MWh, ceci sans tenir compte du coût d'extraction et de purification du CO₂ utilisé. Ce qui conduit à un coût au moins 9 fois supérieur à celui du gaz fossile,

Résultat : dans les conditions actuelles et avec un mix provenant à 80 % de cycles combinés et à 20 % de turbines à combustion fonctionnant au gaz fossile, émettant 405 gCO₂/kWh en moyenne, il faudrait que le prix de la tonne de CO₂ sur le marché des quotas européens EU-ETS atteigne respectivement de l'ordre de 185 €/t CO₂ et 385 €/t CO₂ pour que le biométhane et le méthane de synthèse soient économiquement compétitifs. Or, ce prix du marché ETS se situe actuellement dans la gamme des 25 €/t CO₂, respectivement 7 et 15 fois inférieur aux valeurs précédentes ...

Ces estimations montrent sans ambiguïté qu'aucun producteur d'électricité ne peut, dans les conditions actuelles, utiliser du méthane « vert » pour produire de l'électricité, sauf à se ruiner très rapidement ou à être massivement subventionné, ce qui ruinerait cette fois les consommateurs d'électricité ! En d'autres termes, le méthane « vert » n'a pas actuellement de modèle économique viable pour produire de l'électricité. Il faudrait pour cela réaliser des progrès considérables en R&D (rendements améliorés) et en industrialisation (baisse des coûts d'investissements) dont personne ne peut préjuger ni le succès ni la date.

Or, ce constat a une conséquence stratégique majeure : les pays européens vont massivement fermer des capacités fonctionnant au charbon ou au lignite, ce qui est indispensable pour réduire rapidement leurs émissions de CO₂. Mais, pour les raisons citées ci-dessus, ils vont devoir s'équiper tout aussi massivement de moyens fonctionnant au gaz, ce dernier étant utilement présenté par ses promoteurs comme une future solution... décarbonée dans la perspective radieuse de passage au méthane « vert » ... Mais la réalité sera tout autre : tant que l'on ne disposera pas de solutions économiquement viables pour produire en masse ce méthane « vert », le gaz fossile sera très majoritairement voire exclusivement utilisé. Au détriment du climat. Le méthane « vert » aura joué entre temps le rôle de « faux-nez » de son homologue fossile pour tous ceux qui veulent croire aux miracles ...

✓ **Moyens de flexibilité utilisant la voie hydrogène**

Face à ces constats, on peut se demander s'il n'est pas plus judicieux de s'en tenir à l'hydrogène « vert », sans aller jusqu'à sa méthanation qui augmente fortement les coûts. C'est techniquement possible, on peut utiliser l'hydrogène dans des turbines à combustion légèrement modifiées (essentiellement au niveau des chambres de combustion) soit seules (TAC), soit dans un cycle combiné (CCG), mais également dans des piles à combustible (PAC). Avec dans les deux cas une équation économique plus favorable puisqu'on dispose d'un gaz combustible moins cher que le méthane « vert ». Néanmoins, ce n'est pas la panacée :

* Contrairement au méthane « vert » qui peut être directement stocké dans le réseau de gaz existant, ce qui est un avantage économique considérable, l'hydrogène ne peut l'être qu'en faible proportion (< 5 % et peut-être jusqu'à 20 % sous réserve de validation). Au-delà, il doit être stocké à très haute pression (pour

diminuer son volume très important) dans des installations spécifiques coûteuses. Il est par ailleurs d'un usage plus risqué (explosions),

* Avec un gaz dont le coût est au minimum de 91 €/MWh et en supposant qu'il soit brûlé dans un cycle combiné ou dans une pile à combustible dont les rendements de l'ordre de 60 % sont similaires, et dont les charges d'amortissement sont estimées à 25 % pour les installations de transformation en électricité, le coût de production de l'électricité ressort au minimum à environ $91/(0,6 \times 0,75) \approx 200$ €/MWh. Ce qui reste très élevé.

✓ **Autres moyens de flexibilité**

Quant au recours aux autres moyens possibles de flexibilité cités plus haut, il n'est pas réaliste d'y compter à l'échéance de 2030-2035 pour les raisons suivantes :

* Comme indiqué ci-dessus, les stockages/déstockages massifs à base de gaz de synthèse combustibles, hydrogène et/ou méthane « verts » (dénommés en anglais « Power to gas to power »), ont très peu de chances d'être économiquement soutenables avant longtemps. Il faudrait pour cela doubler leur rendement global et diviser par 2 à 3 les coûts d'investissement de leurs installations, pour gagner au total un facteur 4 (hydrogène) à 6 (méthane) sur le prix de ces gaz « verts » pour qu'ils soient compétitifs. Défi considérable ... Il faudrait en outre multiplier les éoliennes et panneaux photovoltaïques pour compenser les énormes pertes de ces transformations, d'environ 2 kWh pour 1 kWh déstocké dans la filière hydrogène et 4 kWh pour 1 kWh déstocké dans la filière méthane de synthèse, compte tenu des rendements actuels.

Quant à la perspective très souvent évoquée de déstockage d'énergie à partir des batteries des voitures électriques pour soutenir le réseau, rien ne garantit que les possibilités réelles de telles décharges seront d'une part suffisantes en volume, d'autre part compatibles en temps et durée avec les besoins instantanés du réseau, l'objectif premier restant de disposer de batteries suffisamment chargées pour assurer les déplacements décarbonés du lendemain ...

* Enfin, concernant les reports ou effacements de consommation, il est illusoire de penser qu'ils pourront un jour atteindre des échelles suffisantes. Sauf à ... inverser la logique de fonctionnement du système électrique, c'est-à-dire passer d'une production qui s'adapte à la consommation à une consommation qui s'adapte à la production ... Ce qui reviendrait à demander aux consommateurs de bien vouloir attendre que la production soit disponible pour consommer ! Absurde, évidemment. Ce qui n'a pas empêché l'ADEME de proposer fin 2018-début 2019 un tel scénario « 100 % renouvelable » ...

✓ **Bilan des moyens de flexibilité disponibles à l'horizon 2030-2035**

Au-delà du nucléaire et de l'hydraulique pour les pays qui en possèdent, le moins mauvais candidat d'un point de vue environnemental pour assurer l'indispensable flexibilité de la production est le gaz fossile qui a toutes chances de se développer massivement en Europe, le méthane « vert » restant très loin de la compétitivité économique à cette échéance. Problème : il émet du CO₂ ...

• **Contribuer à décarboner la production d'électricité européenne et pas seulement française**

Lors des périodes de consommations élevées, non nécessairement extrêmes, qui coïncident avec un faible facteur de charge de l'éolien, notamment durant les 760 heures par an durant lesquelles ce dernier tombe à moins de 10 %, surtout si cela se produit quand le facteur de charge du photovoltaïque est lui-même très faible voire nul (la nuit), un recours massif aux moyens pilotables sera indispensable. Or, si l'on réduit les capacités nucléaires, ces moyens ne pourront être, comme justifié ci-dessus, que des centrales au gaz fossile, combustible le moins émetteur de CO₂. Mais leurs émissions seraient néanmoins très importantes rien que pour la France, sauf recours à la technologie CSC (capture et séquestration du carbone) encore très loin du stade industriel et de la soutenabilité économique et qui a très peu de chances de l'être d'ici à 2030-2035.

Mais il y a plus : dans « l'ordre de mérite » d'appel des moyens de production sur le réseau, le nucléaire vient juste après les sources d'énergies fatales à coût proportionnel nul (éolien, photovoltaïque et hydraulique au fil de l'eau) du fait de son coût de production proportionnel très compétitif (< 10 €/MWh). Il est donc et sera d'autant plus à l'avenir appelé avant tout moyen utilisant des combustibles fossiles, aux coûts proportionnels plus élevés qui incluront en outre un prix du carbone de plus en plus élevé. Ceci au niveau des marchés européens de l'électricité et pas seulement en France.

Par conséquent, arrêter prématurément 12,6 GW de nucléaire français produisant 88 TWh/an d'électricité décarbonée conduit à en remplacer une partie très importante en France et/ou ailleurs en Europe par de l'électricité carbonée qui a toutes chances d'être produite à partir de gaz fossile dans un parc européen qui aura un besoin impératif de moyens pilotables pour les raisons explicitées ci-dessus.

Un mix provenant à 80 % de cycles combinés et à 20 % de turbines à combustion fonctionnant au gaz fossile et émettant 405 gCO₂/kWh en moyenne pour remplacer les 14 réacteurs nucléaires produirait alors plus de 35 millions de tonnes par an en France ou en Europe, soit nettement plus que tout le système électrique français actuel dans l'hypothèse d'une substitution qui serait complète ...

Résultat : l'arrêt prématuré de 14 réacteurs ne fera pas progresser le système électrique français et européen vers l'objectif de neutralité carbone en 2050, qui implique zéro émissions de CO₂ pour la production d'électricité, mais aura l'effet inverse : un retour en arrière ! Est-ce le but recherché ?

5 – Conclusion

L'Europe (et la France...) poursuivent deux objectifs contradictoires :

*** Développer massivement et à marche forcée les énergies renouvelables. Malheureusement, les seules qui ont un potentiel de développement élevé sont les sources éoliennes et photovoltaïques, qui ont pour effet de déstabiliser l'équilibre production-consommation des réseaux,**

*** Et en même temps atteindre la neutralité carbone en 2050 ... Tout en se privant complètement (ou en partie pour la France) du moyen le plus efficace permettant d'atteindre ce but : le nucléaire, alors que ce dernier permet à la fois de produire massivement et à la demande une électricité décarbonée et de compenser les déséquilibres des réseaux dus à l'introduction massive de sources intermittentes.**

Le résultat le plus probable au niveau de l'Europe est que les pays dépourvus de nucléaire ou l'ayant abandonné et devant arrêter leurs moyens au charbon pour des raisons environnementales évidentes, vont devoir développer massivement des moyens utilisant le gaz, pour à la fois assurer leur sécurité et compenser les variations cumulées extrêmement importantes de leurs sources intermittentes et de leur demande intérieure. Or, pour les raisons développées plus haut, ce gaz ne pourra et pour longtemps être que très majoritairement voire exclusivement d'origine fossile, donc émetteur de CO₂. Ce qui mettra en échec l'objectif de neutralité carbone tant qu'on n'aura pas basculé sur suffisamment de gaz « vert », perspective à la fois incertaine et lointaine vue d'aujourd'hui.

La France dispose des moyens de faire beaucoup mieux, c'est-à-dire de décarboner complètement sa production d'électricité (qui l'est déjà beaucoup) bien avant 2030. À la double condition de remplacer ses productions fossiles résiduelles par des productions renouvelables, mais sans plus, et de conserver sa capacité nucléaire, seul moyen de production d'électricité décarbonée permettant à la fois :

*** De produire à la demande de très grandes quantités à de très grandes puissances,**

*** D'assurer la sécurité d'alimentation lors des périodes critiques de forte consommation hivernale et pallier tout au long de l'année la grande variabilité des productions intermittentes grâce à sa flexibilité qui résulte de deux facteurs qui additionnent leurs effets : la manœuvrabilité propre des réacteurs et leur nombre élevé, qui a un effet multiplicateur. Ce qui conduit à en conserver le plus grand nombre, avec pour autre conséquence positive de favoriser la disponibilité : perdre un réacteur sur incident fortuit a d'autant moins d'impact sur le système électrique que leur nombre initial est important.**

Ce qui pose la question : la France va-t-elle se tirer une balle dans le pied en réduisant prématurément cette capacité extrêmement précieuse pour juste singer le reste de l'Europe ? Alors qu'aucune analyse rationnelle ne le justifie ? Et que cette option serait porteuse de risques sur la sécurité d'alimentation ?

Avant de détruire ce qui fonctionne, en l'occurrence très bien, la moindre des choses est de s'assurer qu'il existe des solutions de remplacement validées apportant un service au moins équivalent. Or, il n'y en a pas, au moins à court et moyen termes. Et le plus long terme (2050) est, loin de certaines illusions, chargé d'incertitudes majeures qui ne permettent pas en l'état des connaissances de se priver d'un atout majeur qui a fait ses preuves pendant 40 ans de bons et loyaux services pour le plus grand bénéfice du pays et ... du climat. Sur ce dernier point devenu essentiel, il a évité à la France d'émettre plus de 10 milliards de tonnes de CO₂ qui auraient sinon été produites par la combustion d'un mix de combustibles fossiles (1/3 de charbon ; 1/3 de fioul ; 1/3 de gaz). Ce qui correspond à plus de 30 années d'émissions actuelles de CO₂ du pays tout entier évitées !

Enfin, bien que ce ne soit pas l'objet principal de cette étude, on ne peut pas ne pas évoquer certains aspects économiques majeurs, notamment :

* Les coûts de production extrêmement compétitifs du parc nucléaire actuel et les gaspillages financiers incompréhensibles pour la collectivité qui résultent de l'arrêt prématuré d'installations en excellent état de marche et reconnues comme parfaitement sûres par l'Autorité de sûreté nucléaire,

* Les surcoûts induits par une introduction à marche forcée non optimale d'électricité intermittente dans les réseaux, payés in fine par les consommateurs. Ce sujet fait l'objet d'une étude séparée de « *Sauvons Le Climat* » référencée en [7]

Terminologie et références

[*] L'hydrogène est qualifié de « vert » dans cette étude s'il est produit par électrolyse de l'eau à partir d'électricité décarbonée, pour le distinguer de l'hydrogène produit par vaporeformage d'hydrocarbures, très fortement émetteur de CO₂. Le biométhane et le méthane de synthèse obtenu par méthanation d'hydrogène « vert » sont qualifiés de méthane « vert » parce que leur production a absorbé du CO₂ soit atmosphérique (biométhane) soit qui aurait sinon été rejeté dans l'atmosphère par un processus industriel (méthane de synthèse). Leur combustion conduit donc à des émissions nettes nulles.

Enfin gaz « vert » désigne indifféremment l'hydrogène et le méthane du même nom.

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

[2] **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

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

[3] **TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS OF THE EUROPEAN ELECTRICITY SYSTEM WITH 60% RES** - By Alain Burtin and Vera Silva - EDF R&D - 17 June 2015

[4] **BILAN SÛRETÉ 2018** - RTE

[5] **BILAN PRÉVISIONNEL** de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - ÉDITION 2019 - RTE

[6] **La transition vers un hydrogène bas carbone** - Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035 - JANVIER 2020 - RTE

[7] « **50% nucléaire** » : capacités éoliennes et photovoltaïque et dépenses - Comparaison avec peu d'éolien et de photovoltaïque - Pourquoi 50% nucléaire ? Pour « sortir du nucléaire » ? Par Henri Prévot (à paraître sur le site de « *Sauvons le Climat* »)

Annexe 1 : arrêts de réacteurs pour causes exceptionnelles en 40 ans d'exploitation

Deux types d'arrêts doivent être distingués :

* Les arrêts pour causes techniques pouvant avoir un caractère générique susceptible d'affecter un nombre plus ou moins important de réacteurs à un moment donné,

* Les arrêts limités à un site particulier pour causes d'agressions naturelles externes (séismes, inondations, etc.)

A1.1 – Arrêts pour causes techniques génériques

Deux événements importants se sont produits dans ce domaine :

- **Corrosions des traversées des couvercles de cuve**

Elles ont été découvertes au début des années 1990 sur un réacteur 900 MW de la centrale du Bugey. Le défaut a très rapidement été identifié comme dû à une mauvaise nuance de l'alliage utilisé pour les tubes de traversées concernées. Une nouvelle nuance de ce matériau ayant entre-temps été développée et testée avec succès en exploitation sur d'autres composants, la solution a consisté à remplacer purement et simplement la totalité des couvercles concernés (34 pour le palier 900 MW et 20 pour le palier 1 300 MW)

par de nouveaux couvercles équipés de la nouvelle nuance de matériau. Ce qui a constitué un programme industriel de très grande ampleur. Mais a résolu définitivement ce problème de jeunesse qui s'est d'ailleurs révélé être mondial pour les réacteurs de même technologie.

La perte de disponibilité du parc a cependant été minime, au-delà de l'arrêt d'environ un an du réacteur sur lequel le défaut a été découvert, car il a pu être démontré que le phénomène de corrosion détecté était connu et possédait un **temps d'incubation important et une évolution lente**, ce qui a permis de le mettre **sous surveillance** par des moyens spécifiques précurseurs très sensibles. Et de programmer sans prendre de risques sur la sûreté le remplacement progressif des couvercles au moment des arrêts de réacteurs pour rechargement en combustible, donc sans impact significatif sur la disponibilité globale.

La très bonne gestion de cet aléa est à mettre sur le compte des connaissances approfondies qui avaient été développées sur la corrosion des matériaux et sur les moyens de surveillance précurseurs qui ont été mis au point très rapidement et ont permis d'étaler les interventions en toute sûreté.

- **Arrêts requis pour contrôles des fonds de certains générateurs de vapeur récemment remplacés**

Des anomalies surfaciques concernant des teneurs en carbone trop élevées par rapport aux spécifications ont été mises en évidence sur les fonds de certains générateurs de remplacement, construits en France et au Japon. Ce qui a conduit à une campagne de vérifications approfondies nécessitant des arrêts de réacteurs afin de mesurer précisément in situ les dépassements et de s'assurer de l'absence d'autres défauts métallurgiques. Ce qui a été fait et a permis de valider ces composants pour une exploitation sûre, mais a eu des conséquences sur la disponibilité des réacteurs, 18 d'entre eux ayant été affectés.

Cependant, ces anomalies ne présentant aucun risque à court terme, l'Autorité de sûreté n'a pas requis d'arrêts immédiats, mais a demandé que les contrôles soient réalisés dans des délais rapprochés, sous quelques mois. Ils ont de facto commencé à l'automne 2016 pour se terminer au printemps 2017, sur une période globale d'un peu plus de 6 mois, ce qui a permis de limiter les indisponibilités pendant la période la plus critique, de mi-décembre à fin février, à 3 à 4 réacteurs arrêtés simultanément pour cette raison. **Soit une indisponibilité enveloppe associée de 4 x 900 MW maximum soit 3,6 GW.**

La bonne gestion de cet aléa a été permise par le fait que les anomalies constatées n'avaient pas d'impact possible à court terme sur la sûreté et se sont avérées in fine non nocives à long terme après analyse, sous réserve de contrôles périodiques renforcés.

A1.2 – Arrêts limités à un site particulier

- **Historique**

Deux arrêts de ce type ont été requis :

* L'arrêt des 4 réacteurs de 900 MW de Tricastin afin de procéder au renforcement de la digue du canal de Donzère-Mondragon alimentant la centrale en eau de refroidissement, suite à la réévaluation de la tenue au séisme à un niveau plus élevé. La conséquence a été un arrêt d'environ un mois et demi entre début octobre et mi-novembre 2017 qui a représenté un manque de 3,6 GW sur le réseau (soit environ 5,7 % de la puissance nucléaire installée).

Notons que ces travaux de renforcement, qui devaient être faits sans tarder mais néanmoins sans urgence première ont pu être programmés à une période de demande modérée du réseau, sans conséquences sur l'alimentation du pays.

* L'arrêt des 4 réacteurs de 900 MW de Cruas (l'un d'eux étant déjà arrêté pour maintenance) suite au séisme du Teil du 11 novembre 2019. La centrale a parfaitement résisté mais ses capteurs ont enregistré la secousse et sa proximité de l'épicentre du séisme a conduit par sécurité à procéder à des contrôles approfondis, ce qui a occasionné un arrêt d'environ un mois. Comme pour le cas de Tricastin, le manque pour le réseau a été de 3,6 GW.

- **Indisponibilité enveloppe**

Les 19 sites d'implantation des réacteurs étant répartis sur le territoire, une cause commune susceptible d'en arrêter **complètement et simultanément** plusieurs à la fois a une très faible probabilité. L'enveloppe des conséquences peut donc être raisonnablement fixée par l'arrêt complet de l'un des plus gros sites de production, soit Gravelines (6 réacteurs de 900 MW) pour 5,4 GW, soit l'un des deux sites (Paluel ou Cattenom) comportant 4 réacteurs de 1300 MW, pour 5,2 GW.

A1.3 – Durées des manques de productions associées

Elles sont résumées dans le tableau suivant et exprimées en années x réacteurs :

Cause	Durée (années x réacteur)	
Corrosion des traversées de couvercle de cuve	≈ 1 (1)	Total ≈ 3,3
Teneurs en carbone trop élevées des fonds de générateurs de vapeur	≈ 1,5 (2)	
Arrêt pour renforcement de la digue de la centrale de Tricastin	≈ 0,5 (3)	
Arrêt pour vérifications après séisme de la centrale de Cruas	≈ 0,3 (4)	

- (1) : 1 réacteur arrêté pendant ≈ 1 an – Non reproductible (maladie de jeunesse)
 (2) : 18 réacteurs arrêtés chacun pendant ≈ 1 mois – Non reproductible (expérience tirée)
 (3) : 4 réacteurs arrêtés pendant ≈ 1,5 mois – Non reproductible (réalisé une fois pour toutes)
 (4) : 4 réacteurs arrêtés pendant ≈ 1 mois

Au total, ces arrêts exceptionnels ont représenté environ 3,3 années x réacteur sur plus de 2 000, soit une indisponibilité de moins de ≈ 0,2 % sur la période de 40 ans, valeur extrêmement faible qui prouve la fiabilité de ce parc de machines.

Annexe 2 : déficit de puissance pilotable due à l'arrêt de 14 réacteurs de 900 MW

La puissance installée de 14 réacteurs nucléaires de 900 MW est de : $900 \times 14 = 12\,600$ MW soit 12,6 GW.

* En termes de **productible annuel**, avec une disponibilité moyenne de l'ordre de 80 %, ils fournissent environ **88 TWh**.

* En termes de **puissance pilotable garantie**, les arrêts périodiques des réacteurs sont calés pour que le maximum de puissance soit disponible pendant la période d'hiver des 3 mois les plus froids (décembre, janvier, février) ce qui conduit à une disponibilité qui se situe entre 90 et 95 %. On supposera ici que l'un des 14 réacteurs est indisponible, ce qui correspond à une disponibilité de 92,8 % réaliste pour cette période et une puissance disponible de **11,7 GW**.

Avec un parc renouvelable constitué (pour simplifier) d'une puissance installée égale d'éolien terrestre (qui a un facteur de charge de 23 % en moyenne française) et de photovoltaïque (qui a un facteur de charge de 13 % également en moyenne française) le facteur de charge moyen du parc est de $(23+13)/2 = 18$ %. Dans ces conditions, la puissance installée globale nécessaire pour produire 88 TWh/an s'établit à :

$$88\,000 / (8760 \times 0,18) \approx 56 \text{ GW dont } \mathbf{28 \text{ GW}} \text{ d'éolien et } \mathbf{28 \text{ GW}} \text{ de photovoltaïque}$$

Il est alors possible de déterminer la puissance maximale disponible du parc de 56 GW, la nuit (facteur de charge du photovoltaïque nul par nature) lorsque le vent devient très faible, pour plusieurs facteurs de charge éoliens résiduels :

Facteur de charge résiduel de l'éolien (%)	10 %	5 %	1 %
Puissance résiduelle du parc éolien + photovoltaïque (GW)	2,8	1,4	0,3
Déficit de puissance par rapport aux 14 réacteurs dont 1 indisponible (GW)	8,9	10,3	11,4
Déficit de puissance par rapport aux 14 réacteurs dont 6 indisponibles (*) (GW)	4,4	5,8	6,9

(*) Prise en compte de l'indisponibilité postulée du plus grand site (cf. Annexe 1)

Ce tableau montre que remplacer 12,6 GW de nucléaire par 56 GW d'éolien + photovoltaïque réduit la puissance disponible pour le réseau d'environ 9 à 11 GW selon le facteur de charge résiduel de l'éolien (inférieur à 10 % dans tous les cas) par rapport aux 14 réacteurs ayant une disponibilité « normale » pour cette période. Or, ceci se produit en moyenne 10 % du temps soit 36 journées par an et statistiquement environ 9 jours dans les 3 mois les plus froids de l'année (décembre, janvier, février) durant lesquels les nuits sont très longues et où la production photovoltaïque, nulle la nuit, est très faible le jour. En cas de concomitance avec une quasi-absence de vent et un froid intense induisant une consommation très élevée, cette réduction de puissance est tout simplement critique pour l'alimentation du pays et a de très fortes chances de conduire à des coupures d'électricité étendues.

NB : même en supposant que ces 14 réacteurs soient affectés par l'indisponibilité de 6 d'entre eux durant ces périodes critiques, le déficit de puissance de l'éolien serait encore compris entre ≈ 4 et 7 GW, ce qui resterait très important.