

Stratégie Française Energie et Climat (SFEC)

Contribution de PNC-France

Préambule

Avec cette stratégie française pour l'énergie et le climat, la France se piège elle-même en proposant certains objectifs, non adaptés à son mix énergétique, par exemple la réduction drastique de la consommation d'énergie primaire (dans le PNIEC) et les contributions majoritaires des ENR. Elle adhère de ce fait aux manœuvres de l'Allemagne et des instances européennes visant à enlever à notre pays le bénéfice économique de ses choix énergétiques.

Patrimoine Nucléaire et Climat- France (PNC) rappelle que, **au titre de la subsidiarité, la France a toute autorité pour optimiser son mix énergétique**. Les engagements de l'État français vis-à-vis de l'Europe devraient être limités aux paramètres fondamentaux, certains engageant l'Europe: prioritairement les émissions de GES, puis ceux qui concernent l'indépendance énergétique, la relance industrielle et la compétitivité. En ce sens **les objectifs techniques présentés à l'Europe dans la SFEC ne sont pertinents qu'à titre informatif**, chaque pays devant pouvoir tirer parti de ses ressources et de ses choix technologiques et industriels, et les piloter souplement.

La France doit valoriser au niveau européen son électricité décarbonée et ses objectifs de réduction des émissions de GES devraient en tenir compte. Promettre une réduction au même rythme que celui de pays très « carbonés » nous condamnera à ne pas respecter nos engagements.

1. Remarques générales et recommandations PNC-France

PNC a examiné les trois documents que sont le PNIEC, la Planification écologique dans l'énergie du SGPE, et plus particulièrement la SFEC, soumise à consultation.

Quatre observations générales sur les présentations de la SFEC et du Plan National Intégré Energie Climat, document amonts de la PPE.

- **Est-il raisonnable de bâtir un scénario présenté comme engageant en sommant une grande quantité d'objectifs tous très ambitieux**, donc tous très incertains ?
- La SFEC n'introduit pas l'énergie primaire dans sa présentation, ce qui est justifié, mais ce paramètre figure dans les deux autres dossiers. **La présentation de l'objectif énergie primaire dans le PNIEC n'est pas réaliste**. En effet une baisse de 60 % d'ici 2035 par rapport à 2012 (3014 TWh), soit 1830 TWh est impossible compte tenu des contributions des énergies non carbonée. Elles sont de 1462 TWh en 2022 et elles devraient s'élever à environ 1700 TWh d'ici 2035 si les objectifs du nucléaire et des renouvelables sont atteints. **La France ne doit donc pas s'engager vis-à-vis de l'Europe sur ce paramètre avec un objectif hors de portée**, non pertinent pour notre mix énergétique déjà largement décarboné, à base d'électricité nucléaire.

- Ces textes ne traitent du CO₂ que comme conséquence des objectifs de consommation et de production : **il n'y a pas de tentative de minimisation du coût de la tonne de CO₂ évitée.**
- L'objectif doit être de minimiser les rejets globaux et non de décarboner totalement l'électricité, car une électricité abondante, régulièrement distribuée et raisonnablement décarbonée sera un facteur déterminant pour décarboner les autres secteurs, encore massivement carbonés.

On peut s'inquiéter de la faiblesse des démonstrations concernant la maîtrise des capacités de production d'électricité tout au long de l'année, en restant raisonnablement indépendants des pays voisins et en se protégeant, lors de périodes tendues, de prix spéculatifs :

- Nous recommandons une restauration de nos capacités pilotables à un niveau compatible avec une flexibilité raisonnablement garantie. Déjà déficitaire de plus de 10 GW, cette faiblesse ne peut que s'accentuer avec la croissance programmée des consommations, que nous approuvons. **Cette restauration n'est possible durant cette décennie qu'avec de nouvelles centrales thermiques.**
- **Le développement simultané et considérable chez tous nos voisins des capacités intermittentes et aléatoires exige une protection de notre mix par une limitation des interconnexions transfrontalières et par des règles strictes de limitation des envahissements de surproductions fatales extraterritoriales.** L'équilibre physique et financier de notre mix en dépendra.
- **La présentation sous-estime clairement l'impact de ces ENR sur les capacités pilotables,** qu'il s'agisse techniquement de l'ampleur et de la dynamique des variations de production ou de l'équilibre financier de productions pilotables devant s'effacer. **Les règles d'accès au réseau devront protéger les moyens pilotables et valoriser leur flexibilité afin de maintenir leur compétitivité.**
- **Les objectifs de flexibilité sont considérables et très incertains.** Ils devraient être détaillés (voir § 3.2). Les informations données par le Bilan prévisionnel 2035 de RTE doivent être reprises avec prudence et chaque poste de flexibilité doit être analysé en comparaison avec la situation actuelle et en identifiant les obstacles potentiels aux croissances envisagées.
- Les propositions concernant le nucléaire sont en progression mais restent timides **et la vision à long terme est encore absente :**
 - **La décision d'engager 8 autres EPR devrait être prise dans cette PPE avec un rythme accéléré de construction.** Dans la perspective 2050/2060, l'objectif devrait être beaucoup plus ambitieux avec un rythme de construction de 2 réacteurs par an dès 2035/2040 ajusté en fonction des décisions prises concernant la prolongation de l'exploitation des réacteurs actuels et un effort soutenu à l'exportation des EPR2 et de Nuward.
 - **Les nouveaux programmes nucléaires doivent se projeter sur la seconde moitié du siècle avec une relance du programme des surgénérateurs,** une préférence donnée aux AMR à neutrons rapides et aux fournisseurs de chaleur, et un programme de restauration des moyens expérimentaux dédiés à ces filières innovantes.
 - La PPE doit proposer des jalons décisionnels sur chacun de ces thèmes, comme sur les installations du cycle, avec **une confirmation claire de la poursuite du retraitement.**
- Il est indispensable que RTE approfondisse l'analyse économique des objectifs proposés. PNC estime en effet que priorité doit être donnée à la recherche d'un coût optimisé de la

tonne de CO₂ évitée. En ce sens PNC estime que les objectifs d'efficacité et de flexibilités seront difficiles à atteindre et que la substitution plus dynamique d'une électricité raisonnablement décarbonée à des usages carbonés dans les autres secteurs sera plus efficace. Il faut donc prévoir de pouvoir augmenter la production d'électricité au-delà des objectifs actuels, ce qui permettra d'accélérer la sortie des énergies fossiles dans les bâtiments et les transports, avec un effet de levier important. C'est la France qu'il faut décarboner et non chaque secteur en particulier. **La production nucléaire étant figée à 400 TWh jusqu'en 2035 environ, c'est un équilibre économique entre « intermittentes externalités incluses » et « nouvelles centrales thermiques » qu'il faut trouver, en urgence, d'autant plus qu'il faudra réinvestir pour renouveler les capacités intermittentes. RTE dispose des modélisations nécessaires, et c'est à engager en urgence.**

PNC-France détaille ci-dessous son analyse avec :

- § 2 – page 3: une vision d'ensemble de la SFEC,
- § 3 - page 4 : un regard sur l'électricité, vecteur énergétique du futur,
 - o § 3.1 - page 4 La production, une sous capacité pilotable
 - o § 3.2 – page 6 : Les flexibilités, de fortes incertitudes
 - o §3.3 - page 10 : Le nucléaire, une ambition nécessaire
- § 4 – page 11 : l'optimisation économique

2. Vision d'ensemble de la SFEC

Un certain nombre d'objectifs semblent irréalistes si on se réfère au bilan des années passées. Les évolutions des consommations finales d'énergie depuis 2011 sont restées très modestes (tableau ci-dessous : Source : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/bilan-energetique-de-la-france-en-2022-donnees-provisoires>)

Consommation d'énergie finale à usages énergétiques en TWh	TWh			Diminution en 2019/2011	% sur 11 ans 2022/2011
	2011	2019	2022		
Residentiel	497	475	468	-4,4	-5,8
Tertiaire	265	264	261	-0,4	-1,5
Transports	504	501	495	-0,6	-1,8
Total des usages énergétiques	1663	1607	1556	-3,4	-6,4

Consommations d'énergie finale à usages énergétiques en métropole, corrigées des valeurs climatiques et évolutions de 2011 à 2019 et de 2011 à 2022

Elles sont très inférieures à 1 % par an dans les trois domaines du résidentiel, du tertiaire et des transports, qui représentent encore à eux trois 79 % de notre consommation. Or le plan présente un objectif de réduction à 1209 TWh de la consommation d'énergie finale d'ici 2030, soit une baisse de 2,8 % par an par rapport à 2022, ce qui est près de 5 fois plus rapide que ce qui a été constaté de 2011 à 2022. Les questions du réalisme de cette projection et de l'efficacité des investissements consentis doivent être posées quand on voit que la loi des finances 2022 annonce 50 milliards € en faveur du climat et quand l'IEA indique que nos investissements « climat » annuels (Edition 2023 du Panorama des financements climat), ont évolué de 58 à 100 milliards de 2011 à 2022, soit un total de 976 milliards sur 13 ans pour une baisse de la consommation inférieure à 1% par an. Ce constat peut être généralisé à tous les secteurs de consommation et en particulier dans celui de la rénovation énergétique des bâtiments (23 milliards en 2022).

D'autres approches de la question climatique dans notre pays nous inquiètent :

- Pourquoi nous imposer un objectif de diminution de 50 % de émissions brutes de GES en 2030 par rapport à 1990, équivalent à la cible moyenne européenne, alors que notre situation de départ est bien meilleure du fait de l'impact de notre électricité décarbonée ? L'objectif 2030, soit 277 millions de teq.CO₂, nous impose une baisse de 15,9 millions de tonnes/an par rapport à une baisse constatée de 4,6 Millions de tonnes par an de 1990 à 2022, soit 3,5 fois plus rapide. Or la baisse antérieure résulte en partie d'une désindustrialisation que nous indiquons vouloir inverser, mais aussi de la fin de la croissance du nucléaire et d'un basculement du charbon au gaz, achevé.
- Il est surprenant, voire inquiétant, que la France s'appuie pour conforter sa sécurité d'approvisionnement et la gestion du risque de pénurie d'électricité sur le « Forum pentalatéral » (Belgique, Allemagne, Luxembourg, Pays-Bas, Autriche) alors que trois de ces pays s'opposent farouchement au mix électrique français. Or la question fondamentale est celle de la gestion de l'équilibre du réseau européen, dont l'état est critique depuis 2021 en raison d'une baisse, qui va encore s'accentuer, de la puissance pilotable dans l'ouest européen (une quarantaine de GW d'ici 2030?), et avec la nécessité de compléter les réserves d'équilibrages actuelles par des réserves de compensation de la production aléatoire de l'électricité intermittente.

Ces remarques conduisent à mettre en doute le réalisme et la qualité de préparation de l'ensemble de ce plan: il présente, sur de nombreux points, les mêmes défauts que ceux d'une LTECV encore en application. PNC-France rappelle que l'essentiel est de trouver un bon équilibre entre les trois outils que sont (i) le développement d'une électricité décarbonée, **vecteur énergétique du futur qui doit de ce fait être robuste**, en remplacement des énergies carbonées pour répondre à la demande, (ii) des réductions des consommations d'énergie finale et (iii) des flexibilités, ces deux derniers outils devant être supportables économiquement et socialement en toutes saisons.

3. Regard sur l'électricité, vecteur énergétique du futur

Le plan présente une évolution de la consommation d'électricité qui tranche, dans le bon sens, avec celle dessinée par la LTECV, avec une hausse de 97 TWh en 2030 et 177 TWh en 2035. Elle est cohérente avec la volonté de substitution de l'électricité aux énergies fossiles dans tous les domaines et de réindustrialisation. La question critique est cependant, comme évoqué ci-dessus et développé ci-dessous, le réalisme de l'objectif de réduction de la consommation d'énergie finale qui, rappelons-le, est le seul moyen, avec une électrification massive des usages, de s'approcher des engagements climatiques proposés. **Un non-respect de l'objectif de baisse de cette consommation implique en conséquence une plus grande ambition d'électrification.**

3.1. La production

La faiblesse de la PPE (comme du bilan prévisionnel 2035 de RTE) est de ne proposer dans les 15 ans à venir qu'un développement ambitieux des énergies renouvelables électrogènes, solaire et éolien en quasi-totalité, et de flexibilités (35 GW en 2035 et déjà 30 GW en 2030). Ces objectifs sont probablement irréalistes compte tenu des lourds délais réglementaires, voire judiciaires, et du temps d'adaptation des réseaux et distributions. Il est important d'analyser l'évolution d'ici 2030 et 2035 de l'équilibre entre productions pilotables et productions intermittentes ou aléatoires. Elles sont présentées au tableau ci-après en fonction des données de RTE et de la PPE.

MIX ELECTRIQUE en GW			Plan	2030/2035
P installées France	2010	2019	2022	2030
				2035
Nucléaire	63,1	63,1	61,3	62,9
Total fossiles	27,4	19,0	17,1	16,6
Hydraulique pilotable	18,9	18,9	18,9	20,0
Bioélectricité/déchets	0,7	1,1	1,2	1,3
Total pilotables	110,1	102,1	98,5	100,8
Eolien terrestre	5,8	16,5	21,1	33 à 35
Eolien marin	0,0	0,0	0,0	3,6
Solaire	0,9	9,4	15,6	54 à 60
Fil de l'eau	6,7	6,6	6,6	6,6
Bioélectricité/déchets	0,5	0,9	1,0	1,1
Total aléatoires	13,8	33,5	44,3	89 à 108
Flexibilités			6,5	25
				35

Puissances pilotables et aléatoires : évolution du mix électrique en 2030 et 2035 selon la SFEC

3.1.1. Une perte notable de puissance pilotable

On constate dans ce tableau une stabilité de la puissance pilotable par rapport à 2022, c'est-à-dire une baisse de 11 GW par rapport à 2010, alors que la consommation devrait augmenter de 35 % et que le pic de puissance devrait peut-être croître de 10 à 15 % si les objectifs de flexibilité sont approchés. Or, si on se réfère à la réalité de 2022, la disponibilité réelle des capacités pilotables était voisine de 80 % seulement compte-tenu des programmes de maintenance et de la variabilité saisonnière. La puissance pilotable est aujourd'hui inférieure d'environ 10 à 15 GW à celle qui assurerait notre indépendance. Le déficit pourrait s'élever à 20 à 25 GW en 2035, à compenser par de nouvelles centrales thermiques et par des flexibilités, ou plus probablement par des importations en périodes tendues.

3.1.2. Une surpuissance d'électricité intermittente

Les rythmes proposés de développement des ENR sont spectaculaires, en particulier pour le solaire (x 3,6 en 8 ans), l'éolien marin (quintuplé entre 2030 et 2035) et la flexibilité (quadruplée d'ici 2030). Ce programme permettrait une production annuelle décarbonée supplémentaire de 200 TWh, pour répondre à l'accroissement de la demande, mais sans garantie de production et nous estimons que la production d'éolien en mer est surestimée d'environ 10 % au moins. **Le sujet, complexe, de l'équilibre du réseau n'est pratiquement pas abordé, ni celui du remplacement, avant 2050 de la quasi-totalité du parc éolien construit jusqu'en 2025.**

3.1.3. La fragilisation de l'équilibre du réseau européen

Comme relevé par RTE dans son bilan prévisionnel 2035 « *Les États européens déploient tous des stratégies similaires en misant à court terme sur un développement rapide de l'éolien et du solaire* » et « *Plusieurs signaux attestent que la gestion de ces modes communs deviendra une problématique importante dans la décennie actuelle* ». On ne peut en rester à ce seul diagnostic, et les conséquences doivent en être tirées.

- Le développement chez nos voisins des capacités intermittentes et aléatoires et l'arrêt concomitant de nombreuses capacités pilotables, à charbon essentiellement mais aussi nucléaires, bouleverse la gestion de l'équilibre du réseau européen. Les puissances installées éoliennes et solaires pourraient atteindre en 2035 environ 500 GW chacune chez nos voisins immédiats. Elles seront très supérieures aux puissances appelées.
- Le maintien d'un accès au réseau fondé sur la notion de coût marginal, très favorable aux productions intermittentes, aura pour conséquence une réduction de plus en plus sensible de l'appel aux moyens pilotables, mettant leur équilibre financier en danger, sans pour autant que ces énergies intermittentes puissent assurer à un niveau notable le rôle essentiel de suivi de la charge. Nous estimons que, pour ces ENR intermittentes, la garantie d'une puissance délivrée de 10 % de la puissance nominale installée, retenue par RTE, est soit optimiste (le socle de production garantie serait plutôt de 2 à 3 % en France lors des pics de consommation), soit repose sur l'hypothèse d'une puissance intermittente garantie européenne. La disponibilité de cette dernière, qui serait souvent à des coûts très élevés, semble de plus bien incertaine avec l'arrêt programmé des centrales thermiques fossiles. **Il paraît indispensable, pour rééquilibrer le marché de capacités, que les coûts de production des ENR intermittentes et aléatoires intègrent toutes leurs externalités et en particulier la disponibilité d'un back-up.**
- La réserve européenne d'équilibrage du réseau (environ 3 GW) était dimensionnée pour faire face aux aléas et à la gestion d'incidents d'exploitation. Elle devra être radicalement refondée afin d'être dimensionnée pour compenser l'intermittence et les incertitudes d'une flexibilité dont l'importance comme la saisonnalité restent hypothétiques. Il s'agira de dizaines de GW et il faudra en répartir la charge sur chaque pays, en fonction de sa politique énergétique: il s'agit d'un **principe de responsabilité** qui doit être équitablement réparti en fonction de la robustesse de chacun des mix nationaux. **Nous relevons le retard de l'Europe sur la question de ces réserves et la nécessité pour la France de défendre une rétribution à sa juste valeur de l'apport à la stabilité apporté par les moyens pilotables.**
- La gestion des connexions transfrontalières devrait de ce fait être organisée afin de protéger les mix nationaux des excès des mix voisins.

3.2. Les flexibilités : de fortes incertitudes

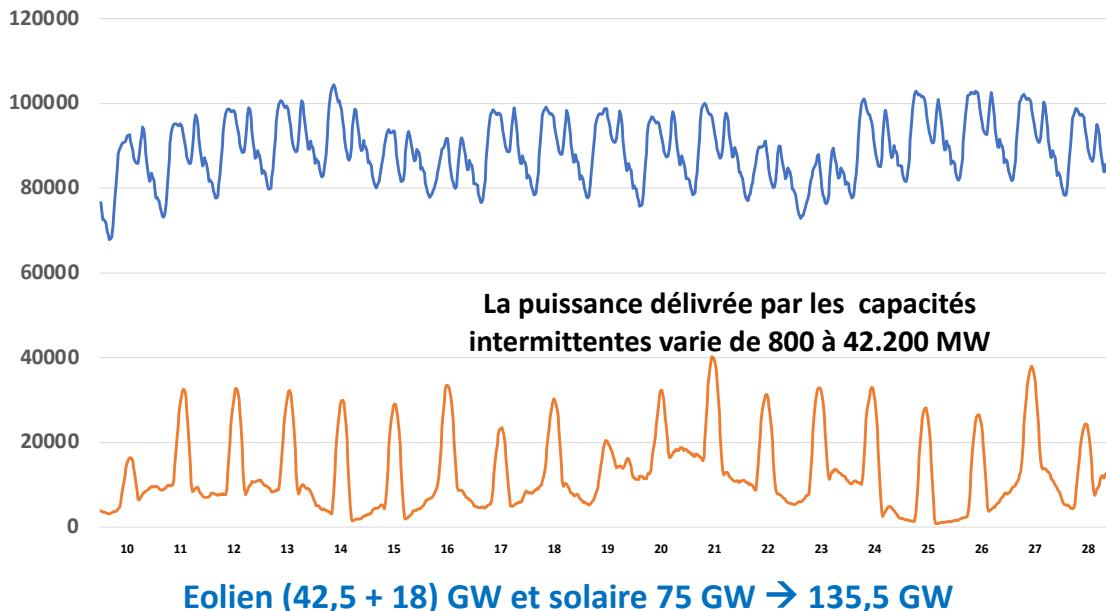
La présentation n'identifie pas une liste synthétique des flexibilités envisagées et la contribution de chacune, avec une comparaison à 2022. Il est donc impossible d'en apprécier le réalisme. C'est d'autant plus important que la flexibilité est elle-même variable en fonction des saisons et que l'équilibre pilotables / intermittentes / flexibilités doit être garanti en permanence.

3.2.1. Coupures de courant ou dépendances excessives

L'examen des courbes de production montre que, dans une situation 2030 ou 2035 conforme aux objectifs fixés de capacités de production, les situations hivernales et estivales seront différentes et devront être traitées en conséquence, ceci d'autant plus que l'éolien de l'ouest européen est souvent simultané et que seuls deux fuseaux horaires couvrent cet espace. Il est donc probable que de nombreux épisodes, similaires, auront pour conséquence des surproductions ou des sous-productions simultanées en

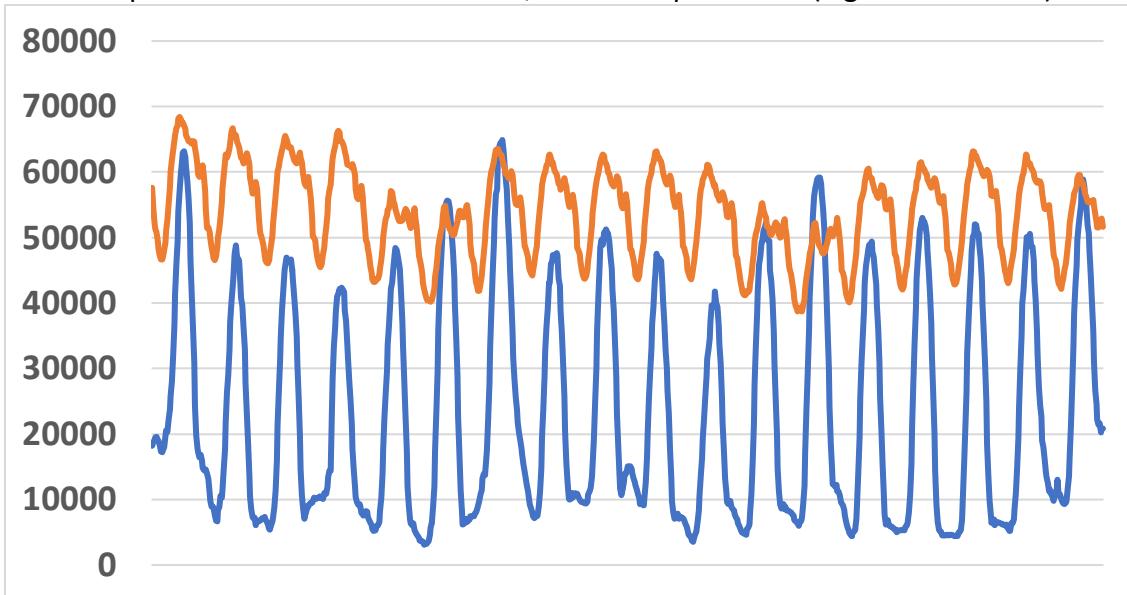
Europe. En France, en supposant un climat identique à celui de 2022, il est possible d'extrapoler les productions de manière réaliste en prenant en compte les objectifs de capacités, comme présenté en annexe III.

- En hiver (figure ci-dessous), avec des périodes calmes durables (2 semaines ou plus) et un soleil hivernal, le besoin de capacités pilotables dépassera fréquemment 80/90 GW net et sera souvent aussi critique chez nos voisins



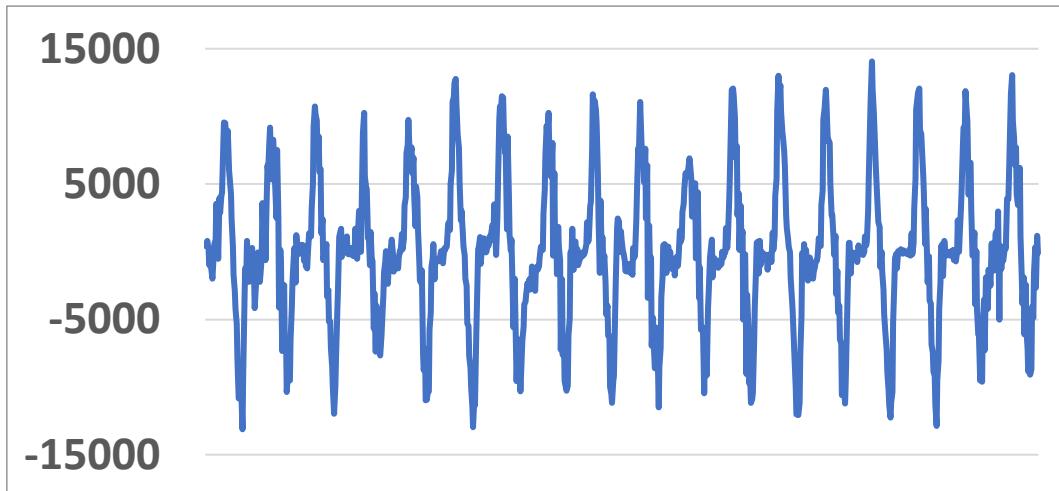
Du 10 au 28 janvier 2035 : extrapolation de la production intermittente dans des conditions climatiques identiques à celles de 2022 avec les capacités intermittentes de la SFEC. Évolution de 20 % de la puissance crête compte-tenu d'une meilleure flexibilité.

- En été, la problématique est différente. Avec un solaire surdimensionné, des variations de puissance considérables et biquotidiennes seront la règle avec une amplitude de 30 à 50 GW environ, matin et après-midi. (Figure ci-dessous)



Du 19 juillet au 5 août 2035 : extrapolation de la production intermittente dans des conditions climatiques identiques à celles de 2022 avec les capacités intermittentes de la SFEC. Évolution de 20 % de la puissance crête compte-tenu d'une meilleure flexibilité.

Les gradients de puissance seront considérables (10 à 14 GW par heure),



Du 19 juillet au 5 août 2035 : extrapolation de la cinétique d'évolution de la puissance intermittente dans des conditions climatiques identiques à celles de 2022 avec les capacités intermittentes de la SFEC.

Les puissances crêtes solaires seront proches de l'appel de puissance total du réseau (hors H2 et stockages). Or ces productions seront presque simultanées de l'Angleterre à l'est allemand avec des productions méditerranéennes considérables.

La gestion du mix envisagé, dans le cadre européen, va être extrêmement complexe, d'autant plus que seront mis en compétition des moyens décarbonés, avec un double investissement pour une même production (un investissement décarboné en obligeant un autre à s'effacer). **Il est urgent que les conditions d'effacement des surproductions fatales soient établies et intégrées aux conditions des appels d'offres.** A titre d'information, un calcul simple montre que le bridage de la puissance installée ne réduit qu'à la marge la production annuelle, ce que RTE devrait analyser et présenter.

3.2.2. La flexibilité

Le texte de la consultation est très imprécis : il fait référence à l'effacement, au pilotage des recharges de VE, à la modulation des électrolyseurs, et aux batteries. RTE, dans son bilan prévisionnel 2035 relève que « **le seul parc existant ne suffit pas à assurer les besoins en flexibilité à l'horizon 2030 et identifie un besoin de capacités additionnelles pouvant être assuré par différentes combinaisons de pilotage de la production et de la consommation** », ceci alors que les moyens décrits sont déjà peu assurés. Quel est par exemple le réalisme de certaines propositions de RTE, par exemple : 18 millions de VE dont 70 % autorisant des recharges pilotées (ce qui implique des recharges rapides généralisées et des évolutions conséquentes des puissances souscrites), des électrolyseurs compatibles techniquement et économiquement compatibles avec des suivis de charges aussi brutaux que ceux décrits ci-dessus (ce qui n'est pas le cas des électrolyseurs actuels), une acceptation sociétale d'effacements et modulations de consommation de 6,5 GW. Comment ces flexibilités évolueront-elle tout au long de l'année, et seront-elles adaptées aux diverses conditions saisonnières ?

La question de la sécurité d'alimentation, qui résulte de la capacité pilotable installée et des flexibilités sous toutes leurs formes, est extrêmement critique. L'encart ci-dessous en présente succinctement toutes les incertitudes ou difficultés.

Encadré : remarques sur la sécurité d'alimentation d'ici 2030

Ce sujet majeur, traité page 74 du document, présente les solutions générales, mais appelle plusieurs remarques :

* Les capacités de production pilotables citées doivent être complétées : aux capacités thermiques pilotables, aux batteries et aux stations de transfert d'énergie par pompage (STEPs), il faut ajouter l'**hydraulique de lacs** qui apporte une flexibilité majeure en termes de rapidité de réaction tout en possédant une quantité d'énergie stockée très supérieure à celle des STEP_s, pouvant atteindre environ 3 TWh, à comparer à 0,1 TWh pour les STEP_s. Et pour ce qui concerne la compensation des variations de puissance de très grandes amplitudes pouvant atteindre 10 à 20 GW en quelques heures, c'est le **nucléaire** qui est de très loin le principal contributeur de flexibilité. Aucun autre moyen ne le peut à ces échelles, qui vont en outre croître avec l'augmentation des capacités éoliennes et photovoltaïques.

* Les capacités installées flexibles du parc thermique actuel sont surestimées : elles ne sont pas de 18 GW mais de 16 GW. Et surtout, près de 5 GW sont des cogénérations très peu flexibles car leur part d'électricité est contrainte par les fournitures de chaleur. La part **réellement flexible**, charbon, cycles combinés au gaz (CCG) et turbines à combustion (TAC, au gaz ou au fioul) n'excède guère **11 GW**.

* Les centrales au charbon ne peuvent en aucun cas fonctionner à l'hydrogène ou même au biogaz : ces combustibles sont beaucoup trop précieux pour être brûlés dans des installations aussi inadaptées à leur usage et avec des rendements de conversion faibles. Ils sont réservés aux cycles combinés à gaz ou à défaut aux turbines à combustion. Seuls peuvent donc être envisagés des combustibles solides plus ou moins décarbonés (déchets pulvérisés).

* Les technologies de capture, de transport, d'utilisation et de stockage du CO₂ émis (CCUS) sont très énergétivores et encore très coûteuses car elles sont très loin d'avoir atteint un stade industriel et de disposer d'un modèle économique viable. De façon réaliste, elles ne seront pas prêtes pour 2030, sauf sans doute pour des installations expérimentales ou des utilisations de niche dans quelques industries. Et leur développement à plus grande échelle est très incertain. Il s'agit probablement d'une solution non généralisable, réservée à quelques industries fortement émettrices de CO₂.

* Les besoins en moyens thermiques supplémentaires doivent être clairement définis et engagés : il est écrit que : « RTE relève que le seul parc existant ne suffit pas à assurer les besoins en flexibilité à l'**horizon 2030** et identifie ainsi un besoin de **capacités additionnelles** pouvant être assuré par différentes combinaisons de pilotage de la consommation et de la production ». Et plus loin que : « RTE conclut que dans l'hypothèse où le besoin de capacités thermiques serait avéré, il serait limité, porterait sur un volume d'heures faible en moyenne et pourrait être couvert sans construire de nouvelles centrales fossiles, en adaptant le parc actuel ». Or, cette « adaptation » semble relever de la fiction et l'**usage du conditionnel par RTE est incompatible avec la sécurité d'alimentation du pays**.

En effet, RTE identifie des besoins qui **pourraient atteindre 3 à 5 GW**, essentiellement en moyens de production de pointe, constitués de turbines à combustion (TAC) fonctionnant au gaz, effectivement pour de très courtes durées. Or, eu égard aux délais des procédures administratives, aux délais de fabrication puis aux délais d'installation sur les sites, les experts évaluent à environ **7 ans la durée nécessaire pour mettre sur le réseau un nombre conséquent de TAC**. La conclusion est donc claire : **c'est dès maintenant qu'il faut décider pour être prêt en 2030 et pour cela RTE doit sortir du flou actuel et définir les capacités nécessaires**. Quant au gaz à utiliser, il faut être réaliste : en 2030, on n'aura sans doute pas assez de biogaz (aux usages multiples) ni assez d'hydrogène **décarboné**. Il faudra se résoudre à utiliser du gaz naturel. Mais les émissions de CO₂ seront très faibles du fait des très brefs fonctionnements de ces TAC (sans doute de l'ordre de 150 à 200 heures par an).

Mais il faut en outre **briser le tabou** de « l'élève modèle » face aux objectifs européens : **le choix est en effet entre un réalisme qui ne met nullement en cause la décarbonation réelle du pays et des pénuries d'électricité aux conséquences potentiellement graves pour l'économie en 2030 ou même avant**. RTE identifie en effet déjà des « zones rouges » présentant dès maintenant des risques de pénurie d'électricité, notamment mais pas seulement dans le sud-ouest du pays, peu équipé en moyens de production pilotables. **Gouverner c'est prévoir et relève de la responsabilité politique**.

3.3 Le nucléaire

Les objectifs fixés au nucléaire représentent un net progrès par rapport à la situation qui précédait le discours de Belfort mais, faute d'un accès à une SNBC 3 en cours de gestation, il manque une vision à long terme du programme nucléaire. Cette absence est importante en ce sens qu'à un moment charnière de relance du nucléaire dans le monde, le signal donné aux industriels face à des investissements importants en capacités de fabrication et construction reste flou et les dessert face à une vive concurrence internationale. Cette remarque est encore accentuée par le fait que la « planification écologique dans l'énergie » présentée par le Secrétariat Général à la Planification Écologique propose encore pour 2050 un objectif bas de 6 EPR2 seulement.

- PNC estime qu'un plan sans regret aux deux horizons 2035 aussi bien que 2050, tenant compte d'une extension volontariste de la durée d'exploitation du parc actuel, devrait largement dépasser 14 EPR2 et **offrir un objectif de 40 à 50 GW de nouveau nucléaire en 2050.**
- **L'objectif d'engagement de 8 réacteurs de plus, avec un calendrier accéléré (un engagement par an) devrait être retenu dans la PPE 3 en gestation, les évaluations actuelles des besoins étant suffisantes pour ne pas attendre 2026.**
- L'objectif de 2 réacteurs par an à partir de 2035, jugé raisonnable par Framatome semble devoir être retenu pour dimensionner les moyens industriels nécessaires pour le seul réseau français.
- La vision du mix post 2050 est actuellement absente du plan. Sera-t-elle présente dans la SNBC ? Ce ne semble pas être le cas. Or, le temps propre à cette activité, pour le lancement d'une nouvelle filière, est extrêmement long en incluant R&D, prototypes pour le cycle complet et développement industriel.
 - Un développement du nucléaire comme il se dessine devrait conduire à une tension sur le marché de l'uranium dans la deuxième partie du siècle.
 - La France bénéficie d'un stock considérable d'U appauvri et d'U de retraitement, compatibles avec des réacteurs de 4^{ème} génération surgénérateurs : **ce stock doit être protégé pour les générations futures et considéré comme réserve stratégique inaliénable.**
 - La France dispose d'un fond de connaissances exceptionnel après ses programmes Phénix, Superphénix et Astrid et leurs installations du cycle dédiées.
 - Les programmes AMR doivent donner les priorités à des concepts qui apportent une contribution à la filière surgénératrice pour l'électricité et à des productions de chaleur industrielle ou pour les réseaux de chaleur.
 - Un programme d'étude de lancement d'un prototype visant à développer un parc surgénérateur de forte et moyenne puissance doit être engagé rapidement. **La PPE devrait inclure un objectif clair d'élaboration du programme de 4ème génération.**
 - S'agissant d'un programme à long terme, il relève d'une décision et d'un financement de l'État avec le CEA, le CNRS et l'Université, en mobilisant l'industrie nucléaire française dans le cadre de coopérations internationales, européennes en particulier.
 - La gestion du plutonium résultant du recyclage actuel doit permettre, dans la deuxième moitié du siècle, l'alimentation d'une série de réacteurs surgénérateurs, ce qui implique la constitution d'un stock de plutonium (PNC-

France estime que le programme de multirecyclage en REP, coûteux et long à mettre en œuvre, doit être abandonné car non durable).

Dans cette perspective la nécessité de pérenniser la solution française de fermeture du cycle du combustible est évidente et le programme de renouvellement des installations correspondantes doit être établi en urgence et prendre en compte le cycle des AMR qui seront retenus après la phase de sélection des modèles.

4. L'optimisation économique

PNC-France s'étonne de la présentation faite de l'équilibre économique des divers moyens de production d'électricité. Il est en effet généralement fait état d'une compétitivité des ENR électriques alors que ne sont pas incluses leurs externalités et en particulier les moyens de flexibilité et les extensions et adaptations des réseaux qu'ils exigent. Pour mémoire, dans son bilan prévisionnel 2050, RTE évaluait entre 11 et 14 milliards d'€ par an jusqu'en 2060 les dépenses de flexibilité et entre 5 et 6 milliards d'€ par an celles dans les réseaux, pour atteindre l'objectif 2050 de décarbonation (soit des surcoûts annuels de l'ordre de 16 à 20 milliards d'€, ou 400 à 500 milliards d'€ sur 25 ans).

Ce manque de prise en compte masque la réalité des coûts, auxquels il faudrait ajouter les coûts de remplacement des installations en fin de vie et les moyens consacrés au soutien des renouvelables électriques par l'Europe, dont la France paiera une quote-part (par exemple l'Europe annonce 500 milliards sur les réseaux d'interconnexions).

Pour cette raison nous estimons indispensable que soit demandée à RTE l'étude d'un scénario comportant un nucléaire renforcé à l'horizon 2050/2060 et, pour 2035, l'étude d'un programme optimal du point de vue du coût de la tonne de CO₂ évitée, associant nucléaire et un optimum économique ENR/centrales thermiques en appoint, afin d'accélérer la substitution aux énergies fossiles d'une électricité largement décarbonée, à un niveau plus élevé qu'aujourd'hui, avec un effet levier considérable. Et il n'y a aucune logique à limiter la contribution du nucléaire à 50 % de la production à terme, comme l'a fait RTE dans ses scénarios.

Il est clair que la notion d'un prix d'électricité proche du prix du mix national n'est envisageable que si ces difficultés sont prises en compte.