

DGEC - Atelier PPE portant sur le « Mix électrique »

Contribution de PNC- France

Sommaire

1. <u>PNC et les perspectives du système électrique à l'horizon 2035 de RTE</u>	p. 2
1.1. Comment aborder la question ?	p. 2
1.2. Les perspectives du système électrique à l'horizon 2035 de RTE	p. 2
2. <u>Les propositions de PNC-France</u>	p. 3
2.1. Un préalable essentiel à court terme :	p. 3
2.2. La LPEC	p. 3
2.3. La SNBC	p. 4
2.4. La PPE	p. 4
3. <u>L'analyse de la situation par PNC-France</u>	p. 6
3.1. Un bilan très préoccupant, largement occulté	p. 6
3.2. Une révision complète de la stratégie s'impose	p. 8
3.3. Que nous dit RTE pour le moyen et le long terme?	p. 8
3.4. D'autres études proposent des scénarios à l'horizon 2050 plus maitrisables	p. 9
3.5. Que faut-il faire à moyen terme, dans le temps de la PPE	p. 11

-:-:-:-

1. PNC-France et les perspectives du système électrique à l'horizon 2035

1.1. PNC-France : Comment aborder la question ?

Le mix électrique français, autrefois sécurisant pour le pays, a été considérablement fragilisé et nous sommes devenus dépendants des importations dans les périodes de forte consommation¹.

PNC-France s'appuie sur six piliers pour se projeter sur l'avenir, **l'essentiel n'étant pas de décarboner une électricité qui l'est déjà, mais de décarboner le pays grâce à l'électricité, vecteur du futur**:

- I) Une électrification **bas carbone grâce au nucléaire (prolongation à au moins 60 ans du parc et nouveau nucléaire), à l'hydraulique (incluant une croissance volontariste du parc de STEP)** et aux autres énergies pilotables, avec un appoint renouvelable intermittent prudent, pour une sollicitation supportable des moyens d'équilibrage du réseau.
- II) Un approvisionnement en électricité stable et maîtrisé à long terme, techniquement et économiquement, sans contraindre notre économie à une flexibilité contraire à sa rentabilité.
- III) Une protection de notre réseau face à une production intermittente incontrôlée en Europe.
- IV) Une gestion d'un transitoire d'une quinzaine d'années, avant la mise en service du nouveau nucléaire, au meilleur coût. L'équilibre ENR intermittentes/centrales à gaz en appoint est optimisé économiquement. La réduction des émissions de CO₂ est ainsi accélérée grâce à l'effet levier d'une décarbonation par une électricité peu carbonée remplaçant des usages des énergies fossiles.
- V) Une poursuite de la décarbonation des usages par l'électricité et les ENR thermiques (transports, bâtiments et industrie) par des actions d'optimisation énergétique supportables économiquement.
- VI) Une incitation au chauffage décarboné en évaluant équitablement les performances environnementales, c'est-à-dire sur la base de l'énergie finale consommée (RE 2020), des logements chauffés au gaz, au fioul et à l'électricité.

1.2. Les perspectives du système électrique à l'horizon 2035 de RTE

Elles confirment les interrogations portées par de nombreux experts. En premier lieu, RTE indique que la prochaine décennie est celle durant laquelle « *doit se déployer un effort massif*

¹ Nous retenons une extension à au moins 60 ans de l'exploitation des tranches nucléaires.

d'électrification . L'évolution de la consommation prévue par RTE s'établit entre 530 et 550 TWh en 2030, par rapport aux 475 TWh de 2019 et reste, du point de vue de PNC, insuffisante pour atteindre les objectifs climatiques 2030 aussi bien que 2035 .

- Les trois scénarios présentés révèlent une grande incertitude sur la fiabilité des hypothèses retenues : difficultés rencontrées et inefficacité des mesures prises dans la rénovation énergétique des bâtiments, cadre macroéconomique dégradé, environnement international incertain sinon contraire à nos intérêts, incertitudes considérables sur le potentiel de croissance des stockages (hydrogène et batteries), prudence sur la productivité du parc nucléaire existant, incertitudes fortes sur la flexibilité et les effacements.
- L'augmentation de la consommation, accompagnée d'une croissance rapide de la production intermittente, **est présentée par RTE sans apport de nouvelles capacités pilotables**. Cette option est très inquiétante pour deux raisons : d'une part la diminution du parc pilotable européen est inéluctable (de -60 à -70 GW en Europe de l'ouest d'ici 2035 d'après France Stratégie) et met en danger les possibilités d'importations, et d'autre part la croissance très rapide du solaire et de l'éolien en mer, et dans une moindre mesure de l'éolien terrestre, va contraindre notre mix à une agilité considérable en raison de fluctuations de puissance qui deviendront vite contreproductives pour les moyens de production qui devront s'effacer ou reprendre la charge. Or les moyens d'atténuer ces fluctuations, par stockage et effacements, se développeront lentement et le parc pilotable, nucléaire en particulier, va être fortement sollicité et verra sa compétitivité diminuer.

RTE, avec le scénario « atteinte partielle », s'inquiète ainsi d'une « *situation prévisionnelle non souhaitable mais plus probable au regard de l'expérience des dernières années en matière de respect des objectifs publics* ».

-:-:-:-

2. Les propositions de PNC-France

Sont présentées dans ce paragraphe les propositions de PNC, présentées de manière synthétique. Elles résultent d'une analyse présentée plus loin, au § 3.

2.1. Un préalable essentiel à court terme :

- La suppression des limites imposées actuellement à la production nucléaire, qu'il est judicieux de considérer comme d'intérêt national, doivent être confirmées par le Parlement dès que possible : (i) la capacité maximale limitée à 63 GWe, (ii) la mise à l'arrêt de 12 réacteurs supplémentaires avant 2035 et (iii) le plafonnement à 50% du nucléaire dans le mix électrique en 2035 sont autant de limites qui n'ont aucune justification. Ne pas les annuler dans le cadre de la nouvelle loi sur l'accélération du nucléaire rendrait juridiquement fragile toute décision à venir.
- Les procédures contraignantes qui freinent notre industrie nucléaire (qui est la branche industrielle la plus surveillée, la mieux contrôlée et la plus contrainte), particulièrement celles concernant l'implantation de nouvelles centrales, doivent être résolument allégées dès début 2023.

2.2. La LPEC

Il est difficile de présenter des hypothèses réalistes pour la PPE sans information sur la politique vis-à-vis du mix électrique envisagé dans la future LPEC. Cette loi doit pouvoir être gérée sagement, sans créer de blocages inutiles. Elle doit porter l'ambition d'une indépendance énergétique décarbonée et faciliter le développement du vecteur électrique au meilleur coût. PNC-France estime que, contrairement à ce qui a été fait dans la LTECV, ce n'est pas le rôle d'une loi, par essence lourde à modifier, de donner des objectifs chiffrés et contraignants en matière de répartition des différents moyens de production ou d'économies d'énergie. Elle doit laisser la nécessaire souplesse de réorientation, dans le respect des objectifs généraux, en fonction des difficultés techniques et économiques identifiées lors des bilans périodiques ou en fonction des innovations technologiques à venir. C'est particulièrement vrai dans le secteur électrique, très capitalistique et avec des technologies de rupture très longues à apporter la preuve de leurs pertinences.

La stratégie de la France doit être réaffirmée en indiquant clairement que :

- L'objectif n'est pas un mix électrique totalement décarboné ou une contribution maximale des ENR, mais un mix énergétique global décarboné au meilleur prix. Cette nuance est essentielle.
- La production électronucléaire est d'intérêt national car seule capable de satisfaire des besoins importants en électricité pilotable, qui seront indispensables.
- La production hydroélectrique est d'intérêt national dans toutes ses composantes, y compris son rôle de production électrique décarbonée et de participation au pilotage du réseau, avec une ambition claire en faveur des STEP.
- L'ARENH doit être définitivement supprimé et les « revendeurs » doivent revenir à un marché « normal ».
- La priorité systématique donnée aux surproductions intermittentes doit être revue à la lumière des coûts système globaux.
- Les subventions aux EnRi doivent être réévaluées en intégrant les aspects souveraineté technico-économiques et les coûts systèmes induits.
- Le retraitement des combustibles usés fait partie de la stratégie française à long terme, dans le double objectif d'optimisation de l'utilisation des ressources naturelles et de la réduction de la nocivité des déchets. A ce titre, la rénovation des ateliers du cycle du combustible à l'horizon 2040/2045 doit être engagée.
- L'utilisation optimale du potentiel énergétique de l'uranium naturel (appauvri et de retraitement) sera programmée en relançant à court terme la R&D et la construction d'un prototype de réacteur de 4^{ème} génération surgénérateur et en pérennisant la fermeture du cycle associée. Il est clair qu'une stratégie intermédiaire faisant appel au multi recyclage dans les REP serait inefficace du point de vue préservation des ressources, coûteuse et longue à mettre en œuvre, pénalisante pour la gestion des déchets. Elle constituerait au contraire un frein au développement de la quatrième génération et mettrait en danger l'aspect durable de l'énergie nucléaire.
- A cet effet, la constitution d'un stock de plutonium de bonne qualité sera programmée pour permettre la construction en série de réacteurs à neutrons rapides dans la deuxième moitié du siècle pour faire face à une tension prévisible du marché de l'uranium compte tenu du développement accéléré du nucléaire à travers le monde.
- L'uranium appauvri présent et produit en France sera qualifié de réserve stratégique d'intérêt national et géré en toute sécurité en préservant son accessibilité.
- La doctrine de stockage des déchets de haute activité à vie longue est confirmée et la réalisation du centre CIGEO doit être engagée sans tarder.

Il est essentiel que les objectifs stratégiques de la LPEC servent de base à notre action au niveau européen, en protégeant nos intérêts souverains et en portant nos atouts. Ils sont opposables aux excès de la Commission européenne et doivent nous protéger de sanctions sur des objectifs techniques imposés et contraires à nos intérêts.

2.3. La SNBC

Est-elle utile dans sa forme actuelle ? Si un inventaire des sources d'émissions et de leurs évolutions est indispensable pour suivre et évaluer un programme à long terme, PNC-France estime que les propositions techniques de la SNBC aux horizons 2030 et 2050, sans analyse critique de leur pertinence, voire de leur réalisme, ne font que créer de la confusion. Ce rôle de définition des objectifs doit être assuré dans le cadre de la LPEC au niveau stratégique et dans la PPE au niveau opérationnel, sans détails excessifs. PNC-France propose que la SNBC soit transformée en « Évaluation de la Stratégie Nationale Bas Carbone » (ESNBC), sur la base de bilans annuels rigoureusement menés.

2.4. La PPE

Nous distinguons les 2 phases d'application de la PPE, à court terme (2024-2028) et à moyen terme (2029-2033).

2.4.1. La première phase de la PPE (2024/2028) doit inclure:

- L'analyse des actions à engager pour assurer la prolongation d'exploitation des réacteurs nucléaires au-delà de 50 ans (à l'instar des Etats-Unis), sous la responsabilité d'EDF, en concertation avec l'ASN. Il est essentiel qu'au-delà des autorisations données par l'ASN après chaque visite décennale, la planification de l'exploitation des tranches actuelles puisse bénéficier d'une vision à 20 ans.
- L'engagement de 6 EPR2 au meilleur rythme en laissant à EDF, maître d'ouvrage, la responsabilité des travaux préliminaires indispensables, sous contrôle de l'ASN. C'est au maître d'ouvrage de prendre la responsabilité des travaux préparatoires, y compris au niveau de l'îlot nucléaire, le gain sur le calendrier pouvant se chiffrer en années.
- L'engagement d'un programme de rétablissement de notre capacité pilotable de production d'électricité pour les 20 prochaines années, alors qu'elle a été fragilisée par les politiques menées jusqu'à présent. Il doit inclure les EnR non intermittentes - hydraulique, essentiellement des STEP² – bioélectricité – et un optimum économique de centrales à gaz (CCG et TAC)³ adossées à des EnRi au seul niveau requis. PNC estime le besoin de nouvelles capacités gaz entre 10 et 15 GW alors que nous avons perdu 12 GW depuis 12 ans et que l'Europe va mettre hors service son important parc charbon et lignite.
- L'examen de la Demande d'Autorisation de Création (DAC) de CIGEO et son autorisation.
- L'engagement de la piscine d'entreposage centralisé d'EDF à La Hague (en parallèle du réaménagement des piscines actuelles tel que présenté par Orano).
- Le lancement du projet de mise à niveau des moyens de fabrication et de construction de l'industrie nucléaire française, en s'appuyant sur les capacités des pays partenaires, afin d'atteindre une capacité d'engagement de 3 tranches par an vers 2035.
- La présentation par ORANO à l'ASN du projet de pérennisation du retraitement des combustibles usés pour la seconde moitié du siècle ainsi que celui de fabrication des combustibles, MOX inclus, pour toutes les générations de réacteurs.
- La soumission de la DAC du projet NUWARD sur un site nucléaire existant ou sur le site d'une centrale à charbon pour bénéficier des infrastructures existantes et préparer les objectifs à l'export.
- La relance du programme de R&D sur la 4^{ème} génération, dans la perspective de construction avant 2050 d'un prototype industriel de moyenne puissance et de préparation de toutes les installations nécessaires au cycle du combustible.
- Le classement de l'Uranium appauvri et de retraitement en « matières stratégiques » indispensables aux réacteurs de troisième et surtout de quatrième génération (surgénérateurs) : la France en dispose de très grandes quantités, ce qui lui confère une souveraineté énergétique pour des millénaires. Cette stratégie doit s'accompagner de la mise en œuvre de moyens de conversion et d'enrichissement adaptés, en toute souveraineté.
- L'inventaire des sites potentiels de nouvelles STEP et la présentation d'un plan d'investissements.
- L'étude de la limite à imposer au développement des liaisons électriques transfrontalières afin d'éviter que le marché français de l'électricité ne soit fragilisé par les sur- ou sous- productions massives d'EnRi des pays mitoyens.
- La modification de la RE 2020 avec prise en compte de l'énergie finale, seule représentative des performances environnementales des bâtiments, dans le DPE.

2.4.2. La seconde phase de la PPE (2029/2033), dans la continuité, doit inclure :

- L'achèvement de la remise à niveau de la chaîne industrielle nécessaire à la construction des nouveaux réacteurs.

²Il est possible d'associer des barrages de haute altitude existants, avec un volume important, à des stockages bas de faible volume, peu consommateurs de territoires, les Stations de Transfert d'Energie par Stockage (STEP) contribuant aux hyper pointes, quand l'électricité est coûteuse.

³ La construction de nouvelles capacités gaz naturel auront un impact sur les émissions de CO2 du mix électrique de quelques % mais permettra une accélération de la décarbonation dans les secteurs du transport et des bâtiment avec un effet levier considérable.

- La recherche de moyens de financement pour le nouveau nucléaire en incluant des investisseurs privés si nécessaire.
- Le lancement d'une deuxième série de 8 tranches d'EPR2, tant sur les sites actuels que sur de nouveaux sites adaptés, et la préparation d'une accélération volontariste du rythme de construction, jusqu'à 3 tranches par an pour le marché français, et 4 à 5 unités/an, exportations incluses en 2040/2045 dans le cadre d'accords de coopération.
- La réalisation concrète de la première phase de CIGEO.
- Le soutien déterminé au programme de R&D sur la 4^{ème} génération.
- La fin de la construction de la piscine de La Hague.
- L'engagement de la jouvence de l'usine de traitement des combustibles usés de La Hague et des installations concernées par la fabrication des combustibles.
- La décision de construction de nouvelles générations de réacteurs avec trois objectifs bien distincts :
 1. Construire un SMR de génération III électrogène (a priori pour l'exportation sauf une unité de démonstration), et/ou calogène : NUWARD.
 2. Proposer un avant-projet de réacteur prototype de génération IV, potentiellement surgénérateur, assurant la « fermeture du cycle de combustible » et offrant à la France une ressource pour le très long terme.
 3. Poursuivre la mise à niveau de notre capacité de production pilotable d'électricité au meilleur coût, en fonction des prévisions de croissance de l'usage de l'électricité dans la décennie 2030-2040.

2.4.3. Position à tenir vis-à-vis de l'Europe

Il est du devoir du gouvernement d'évaluer la pertinence des engagements européens et de leurs déclinaisons au niveau national, et de veiller à ce que les interventions de nos représentants au parlement européen n'aillent pas à l'encontre de nos intérêts. Il doit informer clairement la Commission européenne du caractère surréaliste de certains de ses objectifs contraignants, afin de se protéger de sanctions injustifiées. Ce n'est pas à l'Europe de fixer des objectifs technologiques : elle doit proposer des objectifs généraux (climat, indépendance énergétique, solidarité), qui ne peuvent être qu'incitatifs compte-tenu des incertitudes, et s'attacher à garder la souplesse nécessaire pour les réviser périodiquement et adapter les soutiens apportés aux énergies décarbonées en fonction de leur efficacité réelle vis-à-vis des émissions de GES. Les États membres, dans le cadre des prérogatives qui sont les leurs sont responsables des choix technologiques qu'ils jugent les plus pertinents. C'est une responsabilité que chaque État membre doit pouvoir exercer librement, en assumant les conséquences de ses propres choix.

- :- :- :-

3. L'analyse de la situation par PNC-France

3.1. Un bilan très préoccupant, largement occulté

Quinze ans de dogmes dominant depuis le Grenelle de l'environnement : « *la consommation d'électricité va se stabiliser ou diminuer et le nucléaire ne sera plus nécessaire, la consommation d'énergie finale va diminuer fortement, il est évident qu'une France 100 % renouvelable peut-être garantie et sera très compétitive* ». Ces dogmes ont été repris par la SNBC, la LTECV, et déclinés dans la PPE, malgré les multiples alertes du monde des sciences et de l'ingénierie et sont encore largement pris en compte dans la consultation de la CPDP, sous l'égide de la CNDP, sur les « *programmes de nouveaux réacteurs nucléaires et du projet de deux réacteurs EPR2 à Penly* ».

Les prix de l'électricité se sont envolés du fait de l'attrition des moyens de production pilotable, bien avant la crise ukrainienne, avec une dérive ubuesque des objectifs du nucléaire : arrêt programmé de 14 réacteurs en 2025, puis en 2035, puis le plus tard possible, ces révisions successives intervenant en 5 ans seulement⁴.

Depuis 15 ans, nous avons importé massivement des équipements de production d'électricité renouvelable (éolien et solaire), faute d'avoir créé une industrie nationale, pendant que l'État imposait une coûteuse obligation d'achat à tarifs imposés, transformée en 2016 en un complément de rémunération, tout en pillant EDF avec le TaRTAM en 2006 (tarif réglementé transitoire d'ajustement au marché), devenu 4 ans plus tard l'ARENH (accès régulé au nucléaire historique). Ces dispositifs interdisent à l'électricien national de dégager des marges d'autofinancement et l'endettent lourdement au bénéfice d'une cohorte de négociants sans responsabilités (dont certains n'ont pas hésité à abandonner leurs clients pour préserver leurs marges). Ajoutons que ces contorsions tarifaires s'effectuent aux dépens des consommateurs d'électricité au travers de la CSPE, (maintenant plafonnée et transférée aux carburants fossiles sous la forme d'une Contribution Climat Energie).

Et enfin, le constat d'une faute majeure de l'État et de ses conseils, que nous payons chèrement aujourd'hui, celle d'avoir laissé diminuer de plus de 10 % la capacité de production d'électricité pilotable depuis 2010, sous prétexte qu'elle pouvait être compensée par une électricité intermittente de production très incertaine et non maîtrisable⁵. Le déficit global, de 10,7 GWe, nous condamne désormais à importer de l'électricité, largement carbonée, lors des pics de consommation pendant lesquels le prix de marché est élevé. **Faut-il rappeler que, depuis 14 ans, les Présidents successifs de l'ASN (Autorité de Sûreté Nucléaire) ont alerté le gouvernement sur le besoin de conforter notre capacité de production pilotable ?**

Nous lisons dans le dossier de consultation de la CPDP: « *la France mène depuis le début des années 2000 une politique énergétique et climatique pour réduire ses émissions* » : est-ce efficace, voire vrai ? PNC-France a montré, dans sa contribution à l'atelier portant sur le mix énergétique, que :

- notre empreinte climatique est pratiquement stable (baisse de 1,4 % de 2016 à 2019).
- l'évolution récente des émissions nationales de CO₂ reste très modeste : elles ont diminué de 327 à 311 millions de tonnes de 2015 à 2019 (pré-COVID), soit une baisse de 4 Mt/an ou 1,2 % par an (bilan énergétique 2021 séries longues).
- La consommation d'énergie finale, « *n'a baissé que de 4 % de 2012 à 2021, soit 0,4 % par an* » dont les 2/3 sont malheureusement liés à la décroissance industrielle. Par ailleurs les progrès dans les domaines les plus émetteurs, tels que le bâtiment et les transports, sont quasi inexistantes.

Et le think tank « Institute for Climate Economics », alias I4CE⁶, chiffre les investissements français en faveur du climat à 402 milliards d'€ de 2011 à 2020, avec une croissance de 53 à 66 milliards d'€/an entre 2015 et 2020 (puis 83 milliards d'€ en 2021 !).

Il faut, pour espérer un progrès notable, basculer d'une priorité à l'efficacité énergétique, coûteuse et modestement performante, à une priorité à la substitution des énergies carbonées par des énergies non carbonées, dans le transport bien sûr, dans l'industrie, mais aussi dans le bâtiment. La substitution d'une électricité très faiblement carbonée aux combustibles fossiles dans ces deux secteurs sera, grâce à l'effet levier correspondant, très efficace.⁷

La contribution des énergies renouvelables intermittentes (éolien et solaire photovoltaïque) dans la production d'électricité était en 2019 de 46,7 TWh (selon RTE). Elle a bénéficié de 3,8 milliards d'aide au titre de la CSPE, soit de 83 €/MWh c'est-à-dire deux fois le prix auquel EDF est contrainte, au titre de

⁴ Comment oublier l'arrêt de la centrale de Fessenheim suivi de la demande de la prolongation de l'exploitation des deux centrales à charbon.

⁵ Selon les bilans RTE, de 2010 à fin 2022 : perte d'électricité pilotable de 13,7 GW de charbon et fioul, et ajouts de 3,8 GW de gaz naturel, la production de 1 GW de bioélectricité supplémentaire étant fatale. La croissance de 26 GW d'électricité intermittente n'apporte qu'une infime garantie de production (environ 1,3 GW) et sa puissance évolue aléatoirement de 5% à 70 % de la puissance installée.

⁶ <https://www.i4ce.org/publication/edition-2022-panorama-financements-climat/>

⁷ Un kWh d'électricité carbonée à seulement 15 % (actuellement 7 à 8 %), se substituant à un chauffage ou un transport purement fossiles, très carbonés, réduit d'un facteur 3 à 4 les émissions de CO₂ par effet levier.

l'ARENH, de vendre sa production nucléaire à ses propres concurrents. Le développement du solaire et de l'éolien proposé par le gouvernement conduira, à terme, à l'effacement du nucléaire pendant les phases de surproduction, sans gain climatique, si leur priorité d'accès au réseau était maintenue. Ce ne sera pas supportable économiquement, les investissements pouvant être largement plus efficaces dans les autres domaines.

3.2. Une révision complète de la stratégie s'impose.

Les objectifs actuels de consommation nationale visent à réduire de 650 TWh en 2050 notre consommation d'énergie finale (par rapport à 1614 TWh en 2019), effondrement compensé par seulement 180 TWh d'électricité supplémentaire selon le scénario de référence de RTE de 2022, le reste résultant hypothétiquement d'efforts considérables d'efficacité énergétique. Dans les « **perspectives du système électrique à l'horizon 2035** » que vient de présenter RTE, la croissance de la production d'électricité a été réévaluée entre 530 et 550 TWh en 2030, par rapport aux 475 TWh de 2019. **Très singulièrement cette croissance de 55 à 75 TWh n'est accompagnée d'aucune croissance de la puissance pilotable.**

3.3. Que nous dit RTE pour le moyen et le long terme?

Les scénarios et prospectives de RTE sont particulièrement importants puisque La Première ministre a clairement indiqué devant l'OPECST qu'ils servaient de référence au gouvernement.

- La perspective du bilan électrique à l'horizon 2035 que vient de présenter RTE précise que, par rapport à 2019, la pénétration de l'électricité dans le bâtiment en 2030 restera limitée, avec une croissance inférieure à 10 %, que la moitié de la croissance de la production sera consacrée à la production d'hydrogène (est-ce envisageable ?), et elle table sur un parc de véhicules électriques de 6 à 9 millions (0,23 millions vendus en 2022). Les productions supplémentaires seront d'environ 100 TWh pour l'électricité intermittente, de 7,5 TWh pour les centrales fossiles (sans augmentation de la capacité), mais le nucléaire sera en baisse de 30 TWh malgré le démarrage de l'EPR de Flamanville. Et RTE ne présente ni le solde des échanges transfrontaliers (alors que la capacité pilotable de l'ouest européen va s'effondrer d'une soixantaine de GW (d'après France Stratégie), ni l'impact CO₂ de cette prospective.
- A l'horizon 2050 ses « scénarios M » font appel à des EnRi très majoritaires (de 257 à 344 GWe), et des stockages (15 à 28 GWe), des flexibilités (15 à 17 GWe) et un thermique décarboné (20 à 29 GWe) massifs et non démontrés, tant sur leur faisabilité à grande échelle et à des coûts supportables, que sur leurs impacts sur la société. Et l'Europe semble se précipiter vers des excès encore supérieurs, comptant sur un vecteur hydrogène mal évalué et sur de nouvelles dépendances. On peut prédire une volatilité et un envol des prix qu'il sera difficile de combattre.
- Le meilleur scénario de RTE pour 2050, N03, fait encore appel à 135 GWe intermittents et seulement 51 GWe de nucléaire, 28 GWe d'hydraulique (maximum pilotable 17 GWe réalisés en 2019), 12,7 GWe de gaz et 2 GWe de bioélectricité pour une puissance crête qui devrait être supérieure à 100 GWe. Il faudrait pour équilibrer le réseau compter sur une réserve de 16 GWe de flexibilité (effacements et stockages), insuffisante avant même d'exister. Il devient évident que la France deviendra importatrice nette d'électricité, à un coût sans doute très élevé, mais encore faudra-t-il qu'elle soit disponible !
- Ces scénarios font tous appels à des capacités intermittentes considérables mais les conséquences en termes de rapidité des variations de puissance sont masquées et peu perceptibles pour les décideurs. A titre d'exemple, dans l'hypothèse de RTE pour 2030, avec 81 GWe environ d'éolien et de solaire, la puissance qu'ils délivrent pourraient varier d'environ 30 à 40 GWe en 5 heures, sur une demi-journée. A l'horizon 2050 cette variation pourrait être de 100 à 250 GWe à la hausse ou à la baisse pour les 6 scénarios de RTE. Sans dérivation massive des surproductions vers des stockages, ces variations ne seront pas gérables et les sous-productions mettront à mal toute l'économie. Le risque est considérable.
- Une autre conséquence de scénarios fortement intermittents est qu'ils conduisent à des investissements massifs dans les réseaux et à un changement important de leur mode de

fonctionnement. En effet, contrairement à la croyance, les énergies intermittentes ne sont que très faiblement consommées localement. Elles sont injectées très majoritairement dans le réseau ENEDIS à moyenne tension et doivent être réhaussées en tension au niveau du réseau RTE et des interconnexions européennes pour être redistribuées en fonction des météorologies locales dans tout l'ouest européen. Le réseau de distribution fonctionne ainsi dans les deux sens, ce qui n'était pas nécessaire dans la situation antérieure, et impose une augmentation sensible de la capacité de transfert des lignes. Par ailleurs les fluctuations rapides doivent pouvoir être compensées en temps réel. Pour mémoire, la CRE a admis que la demande d'investissements de 102 milliards d'€ d'ENEDIS et de RTE d'ici 2035 serait probablement insuffisante. Et les investissements dans les liaisons transfrontalières s'envolent⁸.

- Au niveau français comme européen la stratégie des réserves va devoir être rapidement ajustée car les réserves actuelles de sécurité en cas d'incidents, devront être complétées à un niveau beaucoup plus élevé par des réserves de compensation de l'intermittence. Mais à l'horizon 2030 les moyens nouveaux, stockages ou flexibilités et effacements seront notoirement insuffisants.
- Et, faut-il le rappeler, le Président de RTE avait clairement identifié « *quatre ensembles de conditions techniques strictes prérequis conjointement pour assurer la faisabilité d'un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050⁹* ».

3.4. D'autres études proposent des scénarios à l'horizon 2050 plus maitrisables

Ces études (Académies des Sciences et des Technologies) ou scénarios (Cérémé, TerraWater, Négatep, Voix du nucléaire), proposent une accentuation des usages de l'électricité, jusqu'à 800 à 900 TWh, avec un nucléaire puissant offrant des perspectives robustes à la société française. D'où l'intérêt, enfin reconnu par le Président Macron, de prolonger à 60 ans ou plus l'exploitation des réacteurs nucléaires actuels (tout en réduisant un « effet falaise » préoccupant), et de préparer notre industrie à un programme de construction de nouveaux réacteurs comme recommandé par le rapport D'Escatha/ Collet-Billon. Rappelons qu'il y a 40 ans, la France construisait jusqu'à 6 réacteurs par an, sans les moyens technologiques actuels, et avec la sûreté d'exploitation attendue.

- L'objectif devrait être de produire environ 60 % de notre électricité avec le nucléaire en 2050, puis 70 % en 2060, en ayant redimensionné l'ensemble de l'industrie nucléaire, incluant le cycle du combustible et celui de ses déchets. Un étalement raisonnable et différencié de l'arrêt du parc actuel pour atténuer l'effet falaise (65 ans en moyenne au moins pour le parc), accompagné d'une montée en puissance du nouveau nucléaire au niveau de 3 réacteurs par an, serait un objectif raisonnable. Les marges de sûreté des deux composants principaux des réacteurs actuels, la cuve et l'enceinte, devraient être confirmées pour une durée de fonctionnement bien au-delà de 60 ans et l'objectif industriel, tant pour le nucléaire existant que pour le nouveau, est réaliste en s'adossant à la puissance du GIFEN et à des coopérations internationales bien ciblées. Mais il faudra veiller à ce que la compensation de la fluctuation de l'électricité intermittente ne fragilise pas inutilement le parc nucléaire.
- Cette ambition doit accompagner une action vigoureuse à l'exportation avec à terme partage de l'industrialisation. L'intérêt pour le nucléaire est confirmé de jour en jour, et les pays cibles sont nombreux (Inde et Arabie Saoudite et en Europe Angleterre, Bulgarie, Croatie, Finlande, Hongrie, Italie, Pays-Bas, Pologne, République Tchèque, Roumanie, Slovaquie, Slovénie, et Suède). Le nombre de concurrents est encore limité, essentiellement les USA et la Corée (hors Russie qui répond à des

⁸ Par exemple la liaison avec l'Irlande a augmenté de à 0,7 à 1,6 Milliards pour seulement 0,75 GW et la nouvelle liaison avec l'Espagne de 1,75 à 3,1 milliards pour 2 GW.

⁹ Ce sont : (i) - Maintenir la stabilité du système sans production conventionnelle (solaire en particulier), (ii) - Approvisionner la consommation en permanence, (iii) - Dimensionner des réserves opérationnelles et établir un cadre réglementaire définissant les responsabilités d'équilibrage et la constitution des réserves opérationnelles, (iiii) Développer des réseaux d'électricité à compter de 2030, tant au niveau du transport que de la distribution. Aucun de ces quatre prérequis n'est acquis et personne ne peut garantir une date où ils le seraient.

marchés relativement captifs). EDF s'organise en ce sens en développant un modèle standard commun à deux niveaux de puissances, 1650 et 1200 MWe¹⁰, conformes aux besoins exprimés, et en mettant en place le « *EPR Owner's/Operator's Group* ». Conquérir une place sur le marché est urgent si on ne veut pas l'abandonner aux concurrents, car les 10 prochaines années seront cruciales et déterminantes à long terme : des décisions doivent être rapidement prises par les États si le nucléaire doit devenir un contributeur essentiel de leurs programmes de décarbonation.

- Faut-il faire des petits réacteurs (SMR) ? Ils sont particulièrement intéressants pour remplacer d'anciennes centrales à charbon ou fioul de puissance équivalente dans de très nombreux pays pour produire de l'électricité ou de la chaleur, éventuellement sur leurs sites actuels afin de réduire les coûts (de sites et de réseaux en particulier). Ils sont également adaptés à des réseaux de taille modeste (moins de 5/10 GW) et à des pays devant développer leurs compétences dans ce domaine. Ils sont enfin susceptibles de produire de la chaleur ou un mix chaleur/électricité. Par ailleurs le retour sur investissement plus court des SMR peut les rendre plus attractifs pour des investisseurs privés, surtout si le prix du CO₂ est appelé à croître significativement. Enfin, leur sûreté passive pourra s'avérer déterminante vis-à-vis de l'acceptation du public et de son déploiement dans des pays sans infrastructures nucléaires historiques. Dans le cas de la France ils pourraient produire de la chaleur industrielle ou pour le chauffage (dans certaines limites¹¹). La réalisation d'un prototype de démonstration en France serait indispensable dans une perspective de démonstration, préférentiellement une version électrogène.
- La relance du nucléaire va avoir à terme pour conséquence une pression sur le marché de l'uranium qui doit être anticipée en raison de ressources limitées (un à deux siècles selon l'importance de la relance du nucléaire dans le monde). Il est donc nécessaire de corriger l'erreur commise en arrêtant le projet ASTRID et de relancer les études sur les surgénérateurs de 4^{ème} génération avec pour objectif un prototype de moyenne puissance, à l'instar des USA, de la Chine, de la Russie et de l'Inde. Il faudra une cinquantaine d'année pour les industrialiser et ils devraient s'imposer en fin de siècle. Les ressources correspondantes, l'uranium appauvri (et l'uranium de retraitement), sont considérables, en France en particulier, et doivent être reconnues comme « réserves stratégiques » souveraines: les tentatives de transformation de ces ressources en déchets ultimes sont contraires à la politique de développement durable (optimisation des ressources et réduction des déchets) et inacceptables pour les générations futures, d'autant que ce sont des matières stables chimiquement, très compactes, faciles à entreposer et occupant très peu de place.
- Enfin, il importe de garder à l'esprit que la définition de la politique énergétique exige une programmation à très long terme, et que les réacteurs dont la construction sera prochainement engagée seront encore en fonctionnement au tournant du siècle prochain. Il s'agit dès lors d'anticiper, de façon aussi réaliste que possible, l'évolution du parc et des moyens qui l'accompagnent, les cycles amont et aval du combustible et les installations dédiées aux déchets.
- La visibilité du parc actuel à 20 /25 ans est essentielle et ne semble pas aujourd'hui clairement appréhendée. Si le renouvellement des autorisations, avec l'accord de l'ASN, est décennal, l'exploitant devrait, en concertation avec cette dernière, informer l'État des possibilités d'extension à 20 ans et en assurer un suivi serré : c'est en effet le délai nécessaire pour une prise de décision industrielle. De même, le devenir de la politique du cycle du combustible au-delà de 2040 est encore incertain. L'ASN s'en est inquiétée à plusieurs reprises. Dans les sociétés modernes, l'électricité est un bien vital, d'intérêt national, et sa disponibilité à tout moment, en toute circonstance, doit être garantie. La politique à mettre en œuvre ne peut donc s'accommoder d'un manque de vision à long terme et de paris risqués sur l'avenir.

¹⁰ Les deux modèles sont identiques avec, selon la puissance, trois ou quatre boucles.

¹¹ Un obstacle à la production de chaleur urbaine est la faible pénétration de réseaux de chauffage urbains dans les villes.

A l'appui de cette stratégie, RTE a démontré qu'un scénario avec nucléaire (N03), même encore modeste, était économiquement compétitif par rapport à des scénarios massivement intermittents pour la production d'électricité, et il serait utile qu'il analyse des scénarios plus ambitieux, avec 70 % de nucléaire.

3.5. Que faut-il faire à moyen terme, dans le temps de la PPE

Il est évident que, du fait des erreurs passées, un apport substantiel du nouveau nucléaire n'interviendra guère avant une vingtaine d'années. Or la politique actuelle, axée sur un développement accéléré des EnR intermittentes¹², ne répond pas à l'objectif d'électrification, car ces productions sont irrégulières et avec une garantie de fourniture très faible en toutes saisons (notamment inférieure à 5 % de la puissance installée). Elles présentent de plus l'inconvénient majeur de ne pas être adaptées à une gestion saisonnière, importante sous nos latitudes, modulation qu'assuraient les centrales nucléaires et fossiles et, plus partiellement, l'hydraulique.

Or, il faut rétablir notre capacité pilotable, en hiver en particulier. Elle est déjà déficitaire d'une dizaine de GWe, et ce déficit va s'aggraver de 5 à 10 GWe dans les 15/20 ans. Plus inquiétant, la puissance pilotable de l'ouest européen va elle-même fortement diminuer avec l'arrêt d'une cinquantaine de GWe de centrales à charbon ou nucléaires d'ici 2030 d'après France Stratégie, et de 60/70 GW d'ici 2035. Nous ne pouvons donc pas compter sur des relais européens alors même que le foisonnement des ENRi est faible dans un ensemble géographique restreint (compatible avec l'interconnexion des réseaux). Le déficit de capacités pilotables ne pourra être compensé à court terme que par la construction de nouvelles centrales à gaz (CCG en semi-base et TAC en pointe), les centrales à gaz actuelles (12,7 GWe) fonctionnant aujourd'hui pratiquement en base durant les jours ouvrables et en hiver. Une croissance volontariste des EnR intermittentes, telle que voulue par le gouvernement, ne peut contribuer significativement à la garantie de production car la puissance garantie dans les périodes de forte consommation n'est pas supérieure à 5 % de la puissance installée si on examine les années passées.

Il peut paraître contradictoire de développer ainsi le gaz, la part carbonée de notre électricité augmentant faiblement, de quelques %, mais l'électricité ainsi produite, encore très faiblement carbonée, se substituerait à des consommations 100 % carbonées, dans les bâtiments (gaz et fioul) et les transports (pétrole), l'effet levier permettant une réduction radicale des émissions, d'un facteur 3 à 4, ce que des travaux d'isolation ne peuvent apporter dans le secteur de la rénovation des bâtiments. Le niveau actuel des EnRi est sans doute déjà suffisant, mais les délais de construction de nouvelles centrales nucléaires sont tels qu'il faudra se résigner à bâtir un scénario de compromis associant directement les EnRi à un back-up gaz supplémentaire (essentiellement gaz naturel), dimensionné pour un niveau satisfaisant de capacités pilotables **et pour un coût économique minimal**. PNC-France estime que 10 à 15 GWe de nouvelles centrales à gaz seront indispensables progressivement pour réussir la décarbonation des transports et des bâtiments à un prix raisonnable, ces centrales ne fonctionnant qu'à temps partiel avec de faibles émissions annuelles de CO₂. Nous éviterons ainsi des importations à prix très élevés pendant les périodes de pointe. Le biogaz, prioritairement affecté à une production de chaleur, rendement oblige, ne sera que marginalement disponible pour alimenter ces centrales à gaz compte-tenu des limitations pratiques de sa mise en œuvre (contingentement des sols). En ce qui concerne des pointes de consommation élevées et brèves (généralement en débuts de matinée et de soirée), la solution la plus intéressante serait de relancer la construction de STEP, adossées à des réservoirs hauts existants, ou des mini STEP en relation avec d'autres usages, comme le font la Suisse et l'Allemagne.

Un obstacle au développement du chauffage électrique résulte du mode de calcul des DPE (diagnostics de performance énergétique des bâtiments), qui inflige un coefficient multiplicateur de 2,3 aux consommations réelles¹³. L'avantage donné au chauffage gaz est considérable, deux niveaux du DPE, sans

¹² L'affirmation « *La France est en retard !* » est une ineptie qu'il faut combattre, puisque la France est à l'avant-garde des pays européens en matière de maîtrise des émissions de CO₂.

¹³ La valeur retenue est celle de l'énergie primaire consommée et non celle de l'énergie finale, pourtant représentative de la performance du bâti.

possibilité réelle d'une amélioration de cette notation, malgré des travaux coûteux dans beaucoup de cas. En 2020 les statistiques indiquent que le chauffage de 33 % des appartements et 41 % des maisons fait appel à l'électricité, mais que seuls 2% et 29 % respectivement de ces logements bénéficient de pompes à chaleur¹⁴. L'essentiel des 4,2 millions d'appartements et des 4,3 millions de maisons équipés de convecteurs sont ainsi affligés d'un coefficient E purement artificiel et dévastateur, et pourraient devenir invendables alors que leurs performances climatiques sont bonnes. Il est indispensable de réformer la RE2020 (la demande avait déjà été présentée pour la RT2012) avec calcul des performances sur la base de l'énergie finale.

¹⁴ Et il ne faut pas oublier que 54 % des logements sont encore chauffés avec des énergies fossiles (80 % au gaz)