

## Remarques préliminaires sur le bilan prévisionnel 2035 de RTE

Jean-Pierre Pervès<sup>1</sup>

### 1. Commentaires préliminaires

**Quelques points rassurants**, en premier lieu :

- La perspective inéluctable d'une croissance forte des besoins en électricité est actée ;
- les scénarios à objectif 100 % renouvelables, très présents dans le document « 2050 » de 2021, semblent tombés dans l'oubli, même dans les questions en conférence de presse ;
- le nucléaire est clairement rentré en grâce.

**et la fin de quelques illusions** (mais pas de toutes ...) :

- La flexibilité de la demande et les batteries ne résolvent pas tout<sup>2</sup>
- Révision à la baisse des puits de carbone et du volume de biomasse disponible ;
- Doutes sur les smart grids<sup>3</sup> ;
- Prudence sur la flexibilité des électrolyseurs<sup>4</sup>, mais RTE la considère comme indispensable, ce qui n'est pas acquis, sauf à accepter des pertes de rendement. Par ailleurs, la filière hydrogène n'est pas présentée en tant que « stockage d'électricité ».
- Prudence sur la rénovation thermique des logements, ce qui oriente vers le changement d'énergie vers les sources décarbonées, essentiellement l'électricité et les PAC.

### **Des justifications maladroites des erreurs passées**

- RTE tente maladroitement de justifier a posteriori le déclassement du parc thermique fioul et charbon depuis 2010, et la dégradation de la sécurité d'approvisionnement qui en résulte<sup>5</sup> « nous en avons anticipé les conséquences, qui ont produit les effets attendus »<sup>6</sup>. On est en droit de se demander pour quel bénéfice ! Quant à l'arrêt de Fessenheim, c'est soi-disant l'épaisseur du trait<sup>7</sup> face aux aléas présentés comme

---

<sup>1</sup> Avec la collaboration de Georges Sapy et Jean-François Sornein

<sup>2</sup> « Les besoins techniques du système comprennent la couverture de périodes rares mais pouvant durer plusieurs jours durant lesquels la demande serait élevée (vague de froid) et la production plus faible (absence de vent). Ce type de besoin ne peut pas être couvert par des flexibilités de la demande ou des batteries, et nécessite des moyens de production pilotables : nucléaire, hydraulique (STEP) ou centrales thermiques. » (Principaux résultats, p.27)

<sup>3</sup> « Serpent de mer des années 2010, le thème de smart grids a ainsi fait l'objet de nombreux travaux mais sans produire, pour le moment, de changement de paradigme dans le système européen » (Principaux résultats, p.26)

<sup>4</sup> « les électrolyseurs sont supposés constituer des flexibilités «par excellence», en pouvant moduler, mais cela ne sera possible que si les technologies d'électrolyseurs mises en conditions opérationnelles sont effectivement flexibles, si les usages qu'ils alimentent le sont eux-mêmes (ce qui n'est pas le cas de l'industrie) ou s'ils sont connectés à des capacités de stockage d'hydrogène (qui, à ce stade, n'existent pas) » (Principaux résultats, p.27)

<sup>5</sup> Planche 22 de la conférence de presse ; Principaux résultats p.48

<sup>6</sup> Commission CPSR du 8 09 2023

<sup>7</sup> Affirmation étonnante quand Fessenheim, pilotable, aurait produit autant que 7 à 8 GWe intermittents.)

imprévisibles du parc nucléaire, alors qu'ils l'étaient au moins en partie (grand carénage et travaux post Fukushima)<sup>8</sup>.

- Dans ce contexte, il est difficile pour RTE d'annoncer le besoin d'augmenter les capacités thermiques pour la production d'électricité d'ici 2030. Il le fait très timidement, à hauteur de quelques GWe ( ??? ) de « *centrales thermiques (utilisant à terme des combustibles décarbonés)* »(Principaux résultats p.51-52)

**Sur un plan général**, il est frappant de constater que ce bilan donne très peu d'indications sur les prévisions 2030, bien que les engagements de la France vis-à-vis des directives et recommandations européennes soient à cette date. Cette remarque porte à penser que RTE estime les objectifs 2030 largement inatteignables et reporte aux 5 années suivantes l'essentiel des développements, ce qui est une position confortable.

RTE présente des développements larges hors du champ d'expertise de RTE et limités sur son cœur de mission. A titre d'exemple : l'analyse technico économique de la compétitivité de l'hydrogène décarboné produit en France ou importé, suivant l'usage.<sup>9</sup> (RTE a eu cependant des échanges importants avec GRTgaz sur le sujet et se doit d'étudier l'impact de l'émergence de l'hydrogène).

Par contre, les questions concernant le réseau électrique et l'équilibre instantané production-consommation ne sont en large partie que survolées. C'est un angle mort majeur qui sera réanalysé par PNC quand on aura toutes les notes détaillées de RTE.

RTE a dû ainsi bâtir les hypothèses à retenir dans des domaines qui ne sont pas de sa compétence, en particulier dans les secteurs essentiels que sont les transports, les bâtiments et l'industrie. Ce faisant, il s'appuie sur des scénarios externes, (SNBC, ADEME, ...) mais également sur les données de croissance des capacités et de l'efficacité des groupes de pressions (énergies renouvelables, bâtiments, ...). Une forte incertitude sur les ambitions affichées est à prendre en compte.

## **2 Analyse des points principaux**

L'examen de la présentation et des textes publiés le 19 septembre est préoccupant malgré la reconnaissance, bien tardive, du rôle du nucléaire par RTE. En effet :

- a) L'exercice d'évaluation du coût des divers scénarios présenté en juin 2023 n'a pas été actualisé, ni élargi et la seule présentation sur les coûts de production précise qu'ils sont hors coûts réseaux, coûts commerciaux, équilibrage et service système, préfinancement des moyens futurs et inflation, ce qui est inacceptable, d'autant plus que la figure est intitulée « Coût du système électrique »

---

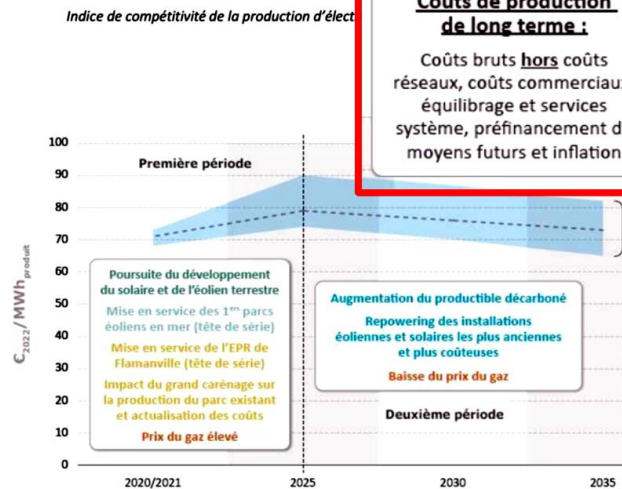
<sup>8</sup> « La production du parc nucléaire a continûment diminué au cours des vingt dernières années. La fermeture de Fessenheim n'en explique qu'une faible part : indépendamment de celle-ci, la baisse de la disponibilité du parc entre les années 2000 et la période 2021-2022 représente en effet l'équivalent de la fermeture de 14 réacteurs de 900 MW. » (Principaux résultats, p.44)

<sup>9</sup> Principaux résultats p.88-89



## Des investissements massifs nécessaires, mais une perspective d'augmentation des coûts du système électrique contenue au cours des prochaines années

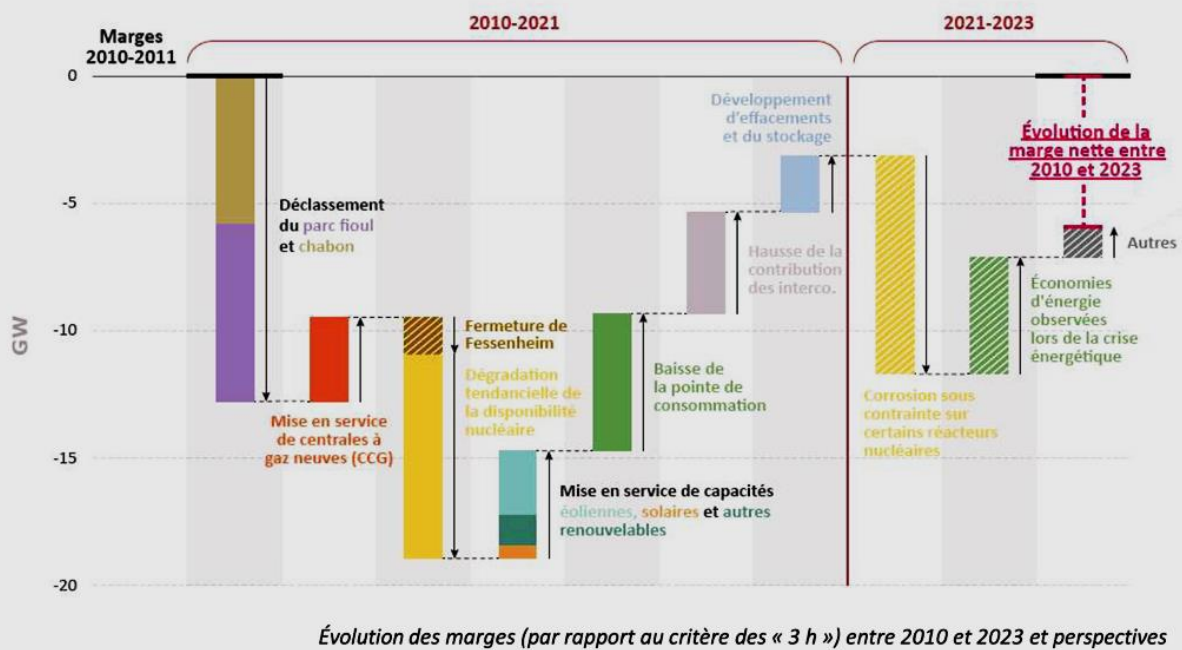
- Les besoins d'investissements massifs sont confirmés : de l'ordre d'un triplement par rapport à la décennie 2010
- Les coûts bruts de production sera contenu malgré la hausse des investissements
- L'électricité produite en France maintient sa forte compétitivité par rapport aux autres pays européens



36

b) RTE affirme que le niveau de sécurité d'alimentation va s'améliorer à court terme :

Le risque sur la sécurité d'approvisionnement a augmenté depuis 15 ans, notamment du fait de la réduction de la disponibilité des centrales nucléaires et de la fermeture des moyens thermiques



Cette figure est extrêmement tendancieuse car destinée à rassurer. Dans les faits RTE reconnaît :

- avoir laissé s'effondrer notre puissance pilotable de 11 GWe, y compris Fessenheim, sans préconiser une mise en réserve pour les périodes les plus tendues

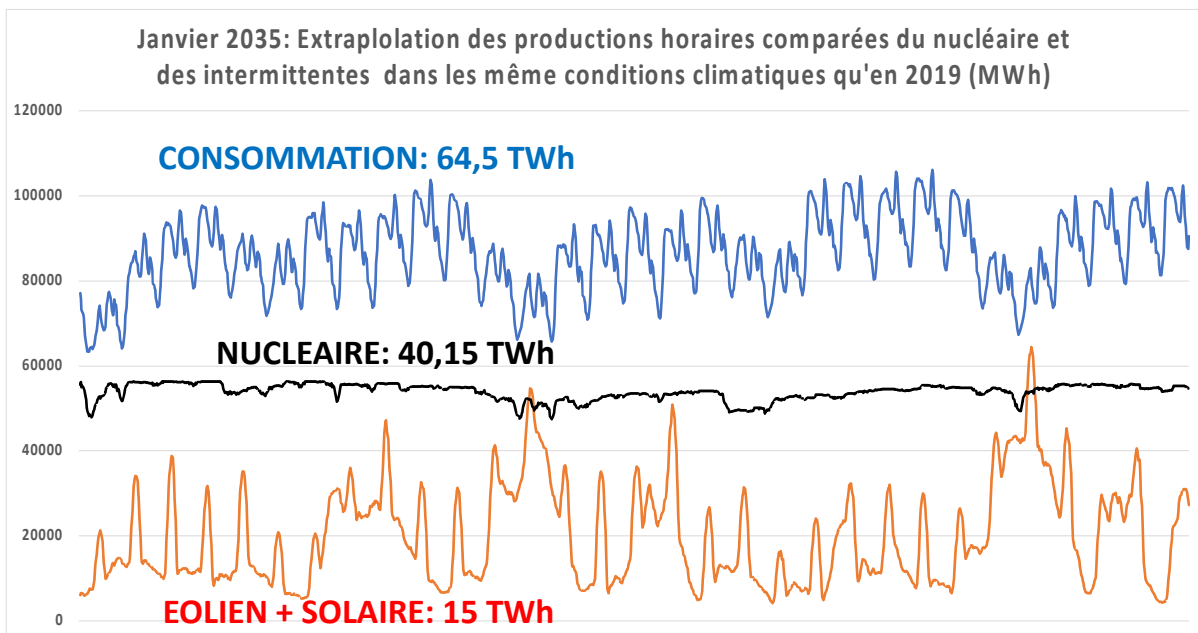
- attribue au nucléaire une baisse tendancielle de 8 GWe sans indiquer que c'est conjoncturel, que les programme post-Fukushima et les grands carénages étaient prévisibles au niveau de 3 à 4 GWe et qu'ils n'ont pas été compensés,
- impose un critère de stabilité probabiliste, qui représente une dégradation de la sécurité d'approvisionnement qui était quasiment déterministe dans le passé.
- Prête aux capacités intermittentes ajoutées entre 2010 et 2020 (environ 20 GWe) un socle garanti, comparable aux capacités pilotables, de 3 GWe, soit 11,6 % de leur capacité installée, ce qui est contredit par la réalité (plutôt 3 %).
- Affirme une équivalence similaire à une baisse de la pointe de 5 GWe et une hausse du stockage et des effacements de 2,5 GWe, non documentés. RTE retient ainsi, de manière optimiste, une dégradation de la marge nette limitée à 7 GWe environ avec, si on s'adresse au long terme (2030 et 2035) deux difficultés :
  - o Une augmentation de la consommation de 15 à 35 % par rapport à 2019, qui pèsera sur la pointe de consommation, déjà supérieure en 2030 de 6 GWe à l'actuelle d'après RTE.
  - o Une baisse considérable des puissances fossiles pilotables en Europe de l'ouest<sup>10</sup> qui va conduire à l'effondrement des contributions des interconnexions en périodes de pointe de consommation lors des périodes climatiques défavorables.
- c) En observant les prévisions 2030, elles reposent sur des hypothèses qui restent à démontrer à un horizon de 7 ans, très court dans un domaine de temps long.
  - Une flexibilité parfaite « supplémentaire » de 4 à 5 GWe, ajoutée aux 4,2 GWe actuels.
  - 6,5 GWe d'effacements supplémentaire (actuellement 4,5)
  - 70 % de recharges des VE « pilotées »,
  - 70 % de la capacité des électrolyseurs s'efface et 25 % sont flexibles (RTE indique un manque d'information sur ce sujet et de nombreux documents insistent sur l'intérêt d'un fonctionnement continu de ceux-ci).
  - Des stockages sur batterie de 6 GWe (voire 20 GWe), sans indication sur l'énergie stockée (1 ou 2 h) en sachant que le coût de ces stockages est de 1 à 2 M€/MWe installé pour une capacité de stockage de 2 MWh. De plus, selon RTE, pour remplacer 1 GWe de centrales thermiques il faudrait 14 GWe de batteries
  - Une disponibilité au même niveau des apports par les interconnexions qu'aujourd'hui alors que des capacités fossiles vont être largement mises hors service...
- d) Les besoins de capacités pilotables supplémentaires ne sont indiqués que du bout des lèvres, de 0 à 3 GWe « décarbonés dès l'origine » (comment ?), à mettre en regard du déficit actuel de puissance pilotable de 7 GWe auquel il faut ajouter 6 GWe de pointe supplémentaire pour les seuls bâtiments en 2030.
- e) En ce qui concerne les productions intermittentes il faut noter l'optimisme des taux de charges envisagés pour l'éolien terrestre (25 % au lieu de 22/24%, alors que les meilleurs sites sont occupés) et marin (42,2 %, soit au niveau des parcs danois ou écossais)<sup>11</sup>.
- f) L'importance des investissements à consentir sur les réseaux n'est qu'esquissée et non chiffré<sup>12</sup>.

<sup>10</sup> Il est surprenant que RTE n'évalue pas cette baisse dans les pays voisins. PNC l'évalue à 50 GW environ.

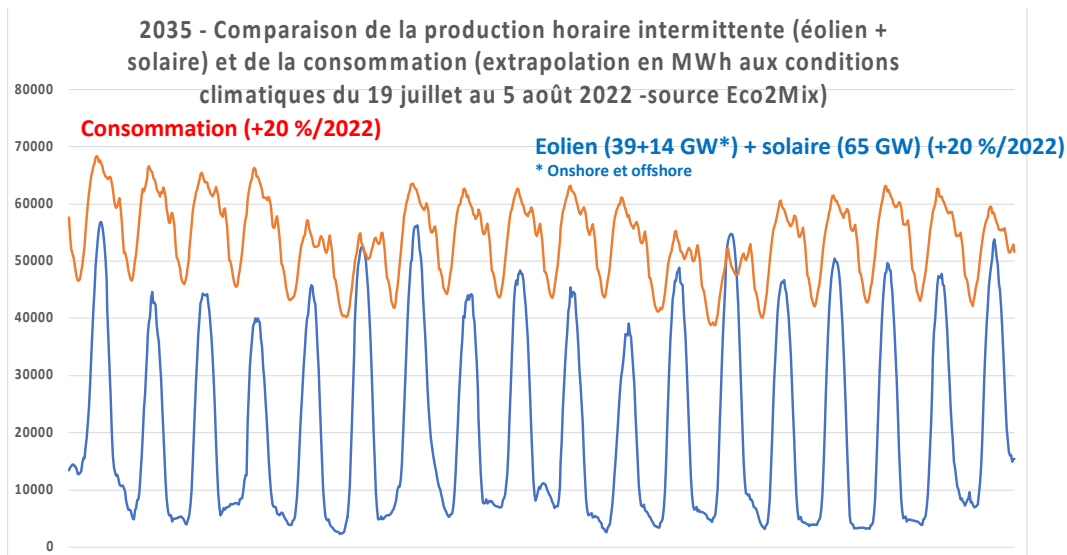
<sup>11</sup> PNC estime peu probable, compte tenu des difficultés des technologies en milieu marin, de dépasser 38 %

<sup>12</sup> Le document *Principaux résultats* alerte en page 12 « les réseaux de transport et de distribution d'électricité doivent rapidement être redimensionnés pour rendre possible la transition énergétique : il s'agit d'une dimension moins médiatique mais tout aussi importante (la moitié des investissements dans le système

- g) On ne peut qu'être surpris de la légèreté de la présentation faite de la gestion de l'intermittence. La gestion quotidienne des pics de production solaire (ou de leur absence) est abordée (très modestement) par les § 19 (P. 54) et 21 (P.60), avec recours à la flexibilité, à la modulation des pilotables et à l'écrêtement des ENRi. En effet une simple extrapolation à 2035 des productions actuelles aux capacités indiquées (122 GWe intermittents) montre la difficulté de la tâche, sauf à modifier très profondément les conditions d'acceptation de ces productions sur les réseaux (des écrêtements massifs seront indispensables, ce qui changera la rentabilité de ces sources et les règles de marché). Il est aisé, sur la base des données RTE téléchargeables sur le site Eco2mix, d'extrapoler les productions intermittentes en 2035 en tenant compte des croissances prévues des capacités de chaque source en supposant, ce qui est raisonnable, des données climatiques similaires aux actuelles.
- En conditions hivernales la fluctuation de puissance sur une journée pourra atteindre une cinquantaine de GWe et on pourra avoir sur des périodes de 2 à 3 semaines des taux de charge extrêmement faibles, oscillant entre 3 et 10 % seulement de la capacité installée. L'importance des déficits de puissance dépasse de loin les projections, optimistes, d'efficacité et de flexibilité.

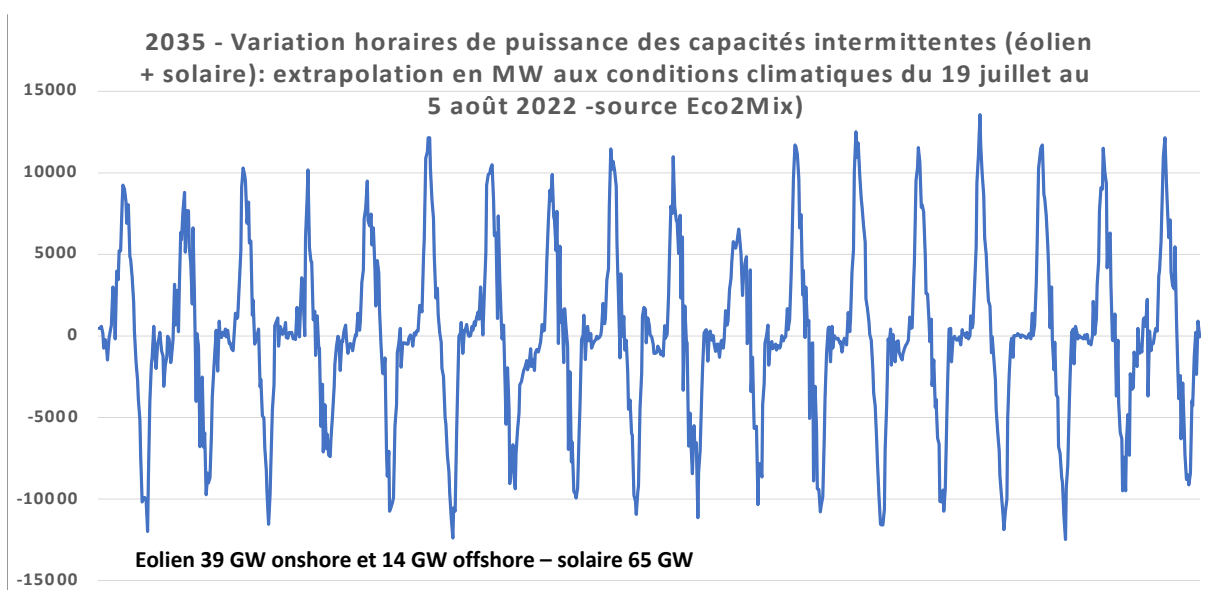


- En conditions estivales les fluctuations de puissance des intermittentes varieront de 2 à 57 GWe avec des écarts matin et soir de 40 à 50 GWe, leur apport étant souvent proche de la puissance appelée en milieu de journée, mais très faible la nuit (de 2 à 10 GWe malgré 118 GWe installés). L'écart entre la consommation et la production évoluera chaque nuit entre 35 et 54 GWe. L'impact quotidien sur le fonctionnement des capacités pilotables ne sera pas gérable, bien au-delà de ce qu'on pourra attendre de leur suivi de charge et des flexibilités ou effacements. Il faudra écrêter (à quelles conditions ?), exporter à bas prix le jour (les pays voisins seront confrontés aux mêmes excès) et importer si notre capacité pilotable n'est pas restaurée.



- La gestion des gradients de puissance des ENRi et de la capacité pour les pilotables de les accommoder n'est pas abordée si ce n'est pour nier la responsabilité des ENRi, en usant d'un sophisme étonnant (page 45) « *L'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique à l'horizon 2030-2035 ne conduira pas nécessairement le parc nucléaire à moduler davantage qu'aujourd'hui, mais la part de modulation liée au manque de débouchés économiques augmentera* » (un non-dit : à cause du suréquipement en ENRi.)

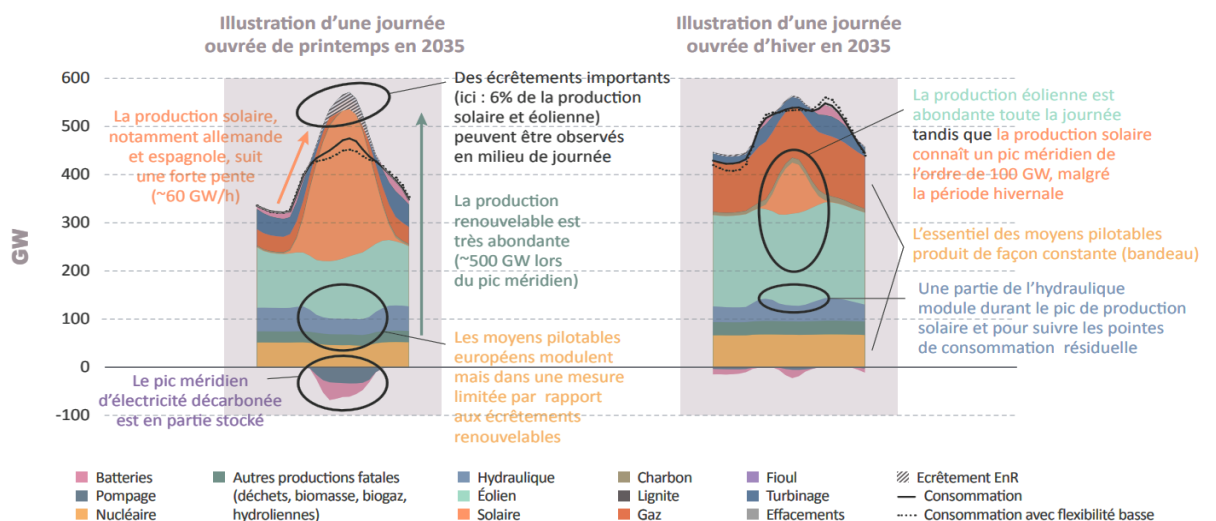
Par exemple, en été l'analyse des variations de puissance horaire des capacités intermittentes montre qu'elles atteindront 10 à 14 GWe en une heure, deux fois par jour à la hausse puis à la baisse, alors que la consommation est faible. C'est toute l'organisation de l'accès au marché de l'électricité des moyens intermittents (qui devraient supporter les inconvénients de leur variabilité) et des moyens pilotables (dont l'économie doit être impérativement préservée) qui devra être profondément repensée, et ceci **dès les prochaines années**.



- Comment gérer ces variations sans perturber profondément la société française dans son ensemble, et comment gérer un tel gradient de puissance sans impacter techniquement et économiquement les énergies pilotables, et le nucléaire en particulier ? La présentation RTE esquivé cette problématique .
- Et comment gérer ces situations si des centaines de GWe éoliens et solaires débordent de pays voisins qui se sont interdit le recours au nucléaire et déclarent réduire drastiquement leur recours aux énergies carbonées. RTE ne l'aborde (fig. 30) que dans une carte d'Europe dont on ne peut extraire que des valeurs approximatives pour 2035 (source PNC), très inquiétantes. Espérons des données plus précises dans les documents à venir et des propositions de gestion des liaisons transfrontalières.

TWh 2035	éolien on	éolien off	Eolien	solaire	Total
Allemagne	300	150	450	270	720
Belgique	12	18	30	5	35
UK + Irlande	95	295	390	60	450
Espagne+Portugal	135	0	135	165	300
Hollande	115	25	140	5	145
<b>Total</b>	<b>542</b>	<b>463</b>	<b>1005</b>	<b>500</b>	<b>1505</b>
<b>GW 2035</b>	<b>269</b>	<b>139</b>	<b>408</b>	<b>408</b>	<b>816</b>
Allemagne	171	49	220	257	477
Belgique	7	6	13	5	17
UK + Irlande	47	84	131	68	200
Espagne+Portugal	71	0	71	118	189
Hollande	57	8	65	6	70
<b>Total</b>	<b>353</b>	<b>146</b>	<b>500</b>	<b>454</b>	<b>953</b>
Source PNC-France			Italie	80	
Sur la base de la figure 11 page 36			Suisse	17	
de la présentation RTE du 20/09/2023			<b>TOTAL</b>	<b>551</b>	

Comment réagira le réseau ouest-européen aux fluctuations d'environ 1000 à 1500 GWe d'éolien et solaire en 2035 ? RTE, dans sa présentation, se limite curieusement à une présentation 2035 « Europe », avec une journée d'hiver et une journée de printemps, alors que le mix français est fort différent, mais aussi en évitant soigneusement une situation estivale.



C'est ainsi que l'impact sur la modulation des capacités pilotables est présenté comme faible au printemps et quasi nul en hiver (fonctionnement en rideau). Quant au solaire, il est mis en valeur à midi en hiver, sans signaler les journées fort courtes. Sur le fond RTE opte ainsi pour une européanisation du pilotage du réseau sans aborder les questions fondamentales du prix de production par pays en fonction du mix développé, et de la maîtrise des flux véhiculés par les interconnexions transfrontalières.

### **3 CONCLUSION**

- a) La présentation de RTE, habile, est très contestable car elle occulte complètement des sujets majeurs. Elle consiste à noyer le gouvernement sous une multitude de scénarios, eux-mêmes à géométrie variable. Dans les faits, RTE reporte sur les ministères la responsabilité des choix qui seront faits en affirmant que toutes les hypothèses de leurs calculs sont réalistes, à condition que les objectifs affichés dans tous les autres secteurs soient réalisés.
- b) On constate une réticence de RTE vis-à-vis des progrès à attendre du secteur résidentiel tertiaire, ce qui est justifié par l'expérience passée, et ce qui conduit à un optimisme excessif de leurs espoirs dans le secteur des transports. Est-il réaliste d'envisager 70 % des recharges VE pilotée dès 2030 alors que cela implique un formidable effort d'équipement du résidentiel comme du tertiaire et tout un nouveau corpus réglementaire.
- c) La sous-estimation des besoins en capacités pilotables aura deux conséquences :
  - Une forte sensibilité de notre mix aux conditions météorologiques, et donc au marché, comme l'an passé, alors même que notre dépendance aux pays voisins va s'accroître avant la reprise du nucléaire au-delà de 2035, et que ces pays voisins se fragilisent aussi.
  - Un surinvestissement considérable dans le solaire et l'éolien amplifié par toutes leurs externalités négatives, habilement cachées ou non traitées dans les documents présentés. Faut-il rappeler que RTE et ENEDIS avaient annoncé en 2021 un besoin d'investissements de 102 milliards sur 15 ans sur les seuls réseaux, dont 33 pour RTE.
  - Un mix dont la production sera considérablement perturbée, et les moyens pilotables fragilisés.
  - RTE identifie cette difficulté mais n'en tire aucune proposition pragmatique : il est très regrettable que RTE n'ait pas modélisé le mix le plus compétitif à résultat climatique équivalent. En effet l'ajout de centrales de pointe thermiques (initialement fossiles), permettrait, avec une production de pointe sur quelques centaines d'heures, donc à faible impact de CO<sub>2</sub>, de limiter un surinvestissement en capacités intermittentes et externalités négatives associées, avec un mix gaz/intermittentes optimisé du point de vue économique et GES. On pourrait ainsi décarboner plus rapidement les autres secteurs et éviter de souffrir, comme lors de l'hiver 2022/2023, de prix de marché européens exorbitants et destructeurs lors des pointes de consommation. Comment ne pas s'étonner de la position idéologique contre les centrales de pointe (TAC) à gaz fossile alors que RTE, dans sa présentation, reconnaît leur faible apport de CO<sub>2</sub> ?
- d) Le document présenté est extrêmement faible concernant l'impact des politiques des pays voisins. Comment ne pas s'inquiéter de la vacuité du transparent ci-dessous ?



## L'Europe

*La décarbonation du mix énergétique européen a des conséquences importantes pour le dimensionnement et le fonctionnement du système électrique français*

*Les rythmes de transformation du système électrique envisagés dans les pays voisins sont encore plus rapides qu'en France. Cela a des impacts importants sur la gestion de l'équilibre offre-demande qui doit tenir compte de l'interconnexion du système européen*

*Si l'évolution du mix renforce l'intérêt des interconnexions pour optimiser le fonctionnement du système électrique européen, leur développement peut se faire sans créer de dépendance supplémentaire pour la France*

*Si elle maximise le développement de la production d'électricité bas-carbone, la France peut conserver une situation de grande exportatrice d'électricité qui contribue à limiter sa facture énergétique*

Comment ne pas insister sur le risque d'avoir à importer à prix stratosphériques en hiver lors de pénuries des productions intermittentes, et à exporter à bas prix (voire à prix négatifs) notre capacité pilotable quand il y aura des surproductions intermittentes ? C'est toute l'économie du mix français qui en sera gravement fragilisée.

- e) Il est évident que ce sont toutes les règles d'acceptation des productions intermittentes qui seront à revoir, de même que leurs responsabilités sur l'équilibre du réseau et les coûts qui en résultent. Ce sera également vrai pour les flux transitant par les interconnexions transfrontalières. Mais ce point n'est même pas effleuré.
- f) Le Président de RTE, dans sa présentation affirme que « *c'est maintenant et simultanément* » ; *aucun « renoncement » n'est possible ; « il est nécessaire de construire beaucoup d'énergies renouvelables et sans regret »*. Que sont devenus quatre ensembles de conditions techniques strictes citées en 2021<sup>13</sup>, qui devraient être remplies pour permettre, avec une sécurité d'approvisionnement assurée, l'intégration d'une proportion très élevée d'énergies renouvelables variables dans un système électrique de grande échelle, comme celui de la France. Aucun de ces quatre préalables n'est rappelé ni clairement levé dans le rapport présenté.

---

<sup>13</sup> - Difficulté de gestion de parcs photovoltaïques massifs (ce qui est projeté en Europe), ii - Pilotage de la demande (stockage à grande échelle, centrales de pointe, gestion des réseaux transfrontaliers, iii – Dimensionnement des réserves opérationnelles et cadre réglementaire définissant les responsabilités d'équilibrage et la constitution des réserves opérationnelles, iv Efforts substantiels devront être consacrés au développement des réseaux d'électricité à compter de 2030, tant au niveau du transport que de la distribution. Cela nécessite une forte anticipation et un engagement public en matière de planification à long terme, d'évaluation des coûts et de concertation avec les citoyens