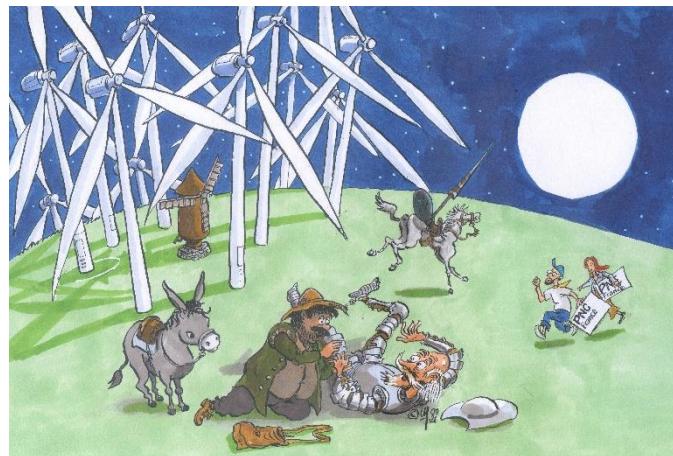


Fiche N°3

L'impact très sous-estimé de la variabilité des EnRi



La cinétique d'évolutions des EnRi a clairement été sous-estimée dans le scénario de référence de RTE.

RTE n'a pas alerté le gouvernement alors que c'est dans sa mission. On constate ainsi que, contrairement à ses homologues allemands :

- RTE n'a pas recommandé que les capacités pilotables arrêtées depuis 2012 (12,4 GW) soient mises pour partie en réserve de capacité. Elles ont été arrêtées de façon non réversible, ce qui est très imprudent, alors que dans son scénario de référence, retenu par l'État, il est clairement indiqué que 10 GW de puissance pilotable manquent par rapport au critère réglementaire.
- RTE n'a pas proposé de construire des moyens de production pilotables (e.g., nouvelles centrales à gaz de pointe) alors que ce type de capacité de production ne peut à l'évidence être remplacé par un parc intermittent, aussi important soit-il. L'Allemagne, plus réaliste, a programmé le remplacement des centrales à charbon et lignite par de nouvelles centrales à gaz (alimentées par du gaz naturel, mais soi-disant compatibles biogaz).

Par ailleurs RTE reconnaît que des centrales pilotables sécurisant les pointes de consommation ne contribueraient que de manière très marginale aux émissions de CO₂. Au contraire, un mix plus robuste, avec une capacité pilotable restaurée, serait précieux pour accélérer la décarbonation des autres secteurs. RTE reconnaît également qu'un scénario avec des centrales de pointe à gaz serait plus économique.

Enfin, restaurer notre parc pilotable au niveau requis réduirait considérablement les difficultés de gestion et les besoins d'investissements liés au surdimensionnement du parc d'EnRi (toutes les économies sont bonnes à prendre en période de disette économique).

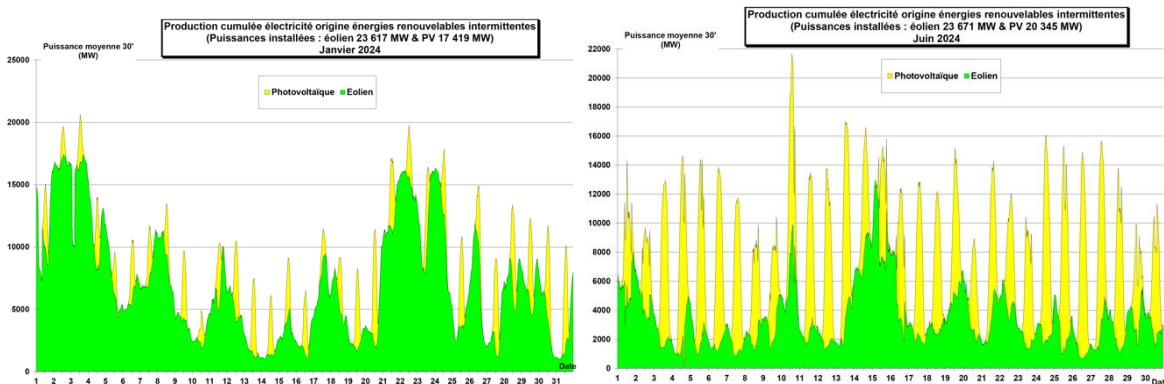
PNC-France considère qu'un scénario plus robuste doit être étudié en urgence, sous le contrôle de l'État : certes RTE a les compétences pour l'établir mais il est à la fois juge et partie car le développement des EnRi s'accompagne d'une forte croissance de ses activités réseaux (tout comme ENEDIS d'ailleurs). Les investissements en EnRi, mais aussi en réseaux et flexibilités (plus de 196 Mds€ prévus en 15 ans), pourraient être considérablement réduits, au bénéfice des finances de l'état, avec la construction pour un investissement modéré de quelques centrales à gaz de pointe, très performantes en termes de gestion des cinétiques d'évolution des productions.

Le suivi quotidien des productions éolienne et photovoltaïque est bien documenté (Eco2mix de RTE) et n'est que rappelé ci-dessous. Cependant, l'analyse de l'évolution des puissances qu'elles délivrent, pourtant essentielle pour la stabilité du réseau, semble largement sous-

estimée par RTE, voire ignorée par l'administration. Ce point est traité sur la base de la réalité actuelle et en se projetant en 2035, dans les hypothèses de la PPE3 de développement des EnRi (Énergies Renouvelables Intermittentes)

La réalité de la production des EnRi en 2024

Les figures ci-dessous présentent deux configurations hivernales et estivales et leurs différences, avec prédominance de l'éolien en hiver et du solaire en été. Les puissances installées fin 2024 sont un peu inférieures à 24 GW pour l'éolien et 23 GW pour le solaire :

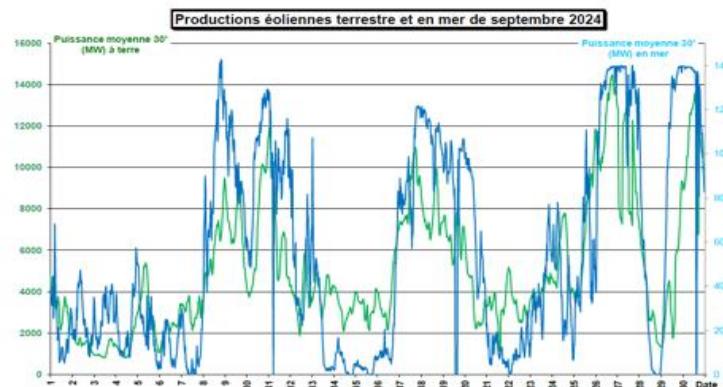


Les interconnexions transfrontalières ouvrent par ailleurs notre marché aux productions intermittentes des pays voisins dont certains, comme l'Allemagne, ont engagé des programmes de développements massifs d'EnRi éoliennes et solaires. L'Allemagne dispose déjà en 2024 de 165 GW d'EnRi, soit plus du double de leur puissance maximale appelée (~80GW).

L'éolien

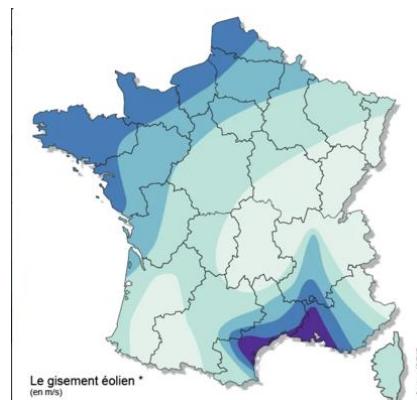
Le relevé ci-dessous montre à titre d'exemple la production des éoliennes terrestres et maritimes (par 1/4h) durant le mois de septembre 2024. La puissance délivrée par les éoliennes terrestres est donnée sur l'échelle de gauche et celle des éoliennes maritimes sur l'échelle de droite, avec un pas de 1/4h.

Les évolutions de puissance, qui résultent de la physique de cette technologie (loi d'Albert Betz) sont considérables et ne pourront qu'être amplifiées avec l'éolien marin. On constate également sur ces figures que les régimes de vent en mer sont synchrones des régimes de vent à terre et que les variations des productions marines sont extrêmement violentes. **Il n'y a pas complémentarité mais simultanéité entre éolien marin et éolien terrestre.**



De même, sur les relevés réalisés par Jean-Marc Jancovici, on constate que les pays d'Europe occidentale sont soumis à des régimes de vent souvent similaires, d'ouest comme continentaux, et que presque tous sont fréquemment affectés simultanément par une absence ou une présence de vent. Or l'Allemagne dispose déjà de 62,5 GW éolien onshore et de 9,2 GW

offshore. La France bénéficie cependant de deux zones climatiques parfois complémentaires comme le montre la figure ci-dessous, mais le second domaine est plus restreint.

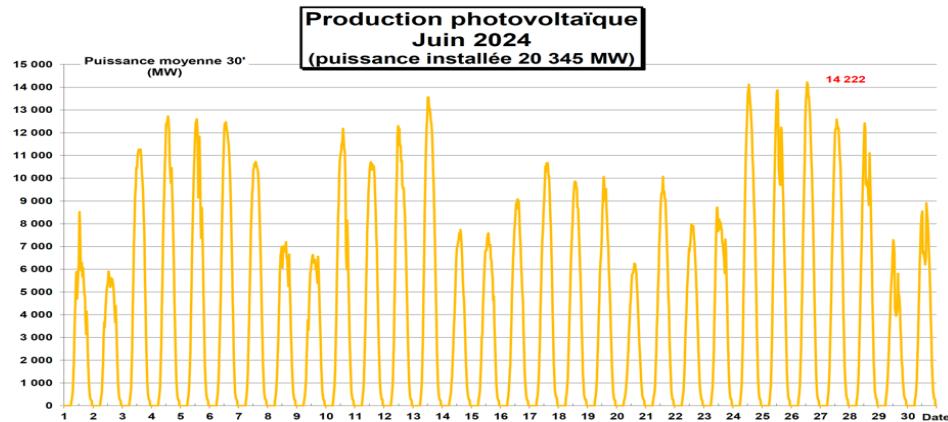


Par ailleurs, les éoliennes s'arrêtent, pour les protéger mécaniquement en cas de coups de vent trop violents (100 km/h pour l'éolien à terre et 110 à 120 km/h pour l'éolien en mer). L'accumulation d'éoliennes en mer dans une même zone climatique présente ainsi le risque de délestages massifs, déjà constatés dans les premiers parcs en mer (l'objectif 2025 est de 18 GW d'éolien marin).

On peut donc affirmer que **la puissance éolienne exige d'avoir une puissance pilotable de soutien très réactive en puissance et des flexibilités considérables**.

Le photovoltaïque

Le graphe ci-dessous donne les relevés de puissance (par 1/4h) pour chaque jour du mois de juin. La variation de puissance quotidienne est fréquemment de 10 à 14 GW pour une puissance installée de 20 GW à cette date. L'Allemagne dispose déjà de 94 GW.



Le solaire photovoltaïque exige également une puissance pilotable très réactive tant que des dispositifs de stockage de masse efficaces ne seront pas disponibles dans des conditions économiquement supportables. Les batteries de stockage peuvent jouer actuellement ce rôle, mais leurs coûts restent très élevés et elles présentent des risques graves de pollution de l'environnement par les métaux lourds en cas d'incendies accidentels (de plus en plus fréquents).

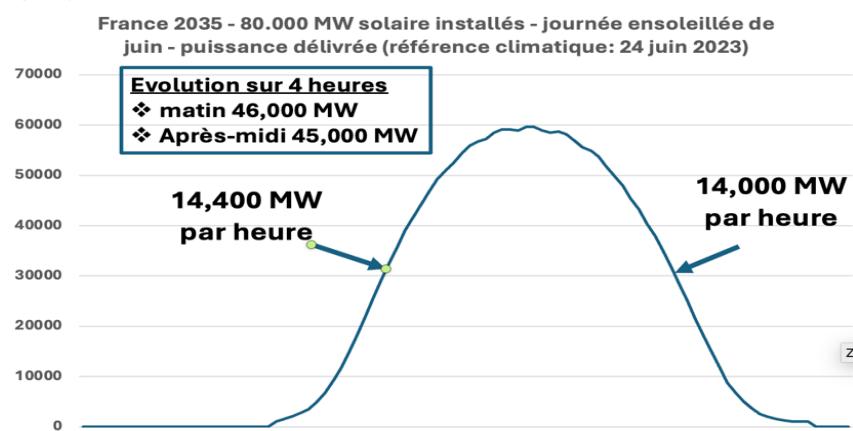
Un point essentiel : la vitesse de variation de la puissance délivrée

Les deux technologies, éolienne et solaire, contribuent à la cinétique des productions intermittentes mais elles ont des variabilités qui diffèrent selon les saisons. La capacité annoncée d'EnRi en 2035 sera 3 fois plus élevée qu'aujourd'hui. La brutalité de l'évolution des puissances qu'elles délivreront sur l'année est quantifiable dès aujourd'hui sur la base des données de RTE (ci-dessous en 2023) et en les extrapolant aux puissances envisagées en 2035

pour un climat semblable. Les variabilités horaires induites par les EnRi telles que programmées en 2035 dans la PPE3 conduisent aux résultats suivants :

Impact du solaire en 2035

La figure ci-dessous montre l'évolution réelle de la puissance délivrée par le photovoltaïque, une journée ensoleillée de juin 2035, pour une puissance installée de 80 GW et sur la base de fluctuations réelles de 2023. Les cinétiques sont considérables, de 14,4 GW par heure au maximum et de 46 GW sur 4 heures en milieu de matinée puis dans l'après-midi, mais aussi de 60 GW deux fois par jour.



Cette évolution correspond souvent à une surproduction solaire simultanée dans les pays voisins (sur deux fuseaux horaires). L'analyse des deux mois de juin et juillet montre aussi qu'elle n'est pas exceptionnelle et que ces amples fluctuations quotidiennes seront très fréquentes, quasi quotidiennes. **Le développement colossal du solaire en cours va mettre en danger, avec les règles de gestion actuelles des réseaux français et européens, la maîtrise du réseau et l'économie de l'électricité.**

L'impact de l'éolien en 2035

Deux caractéristiques doivent être prises en compte : les périodes de pénuries de production d'une à deux semaines et les périodes de productions considérables et très variables lors de conditions cycloniques. Les figures antérieures révèlent aussi que la production éolienne marine est caractérisée par des décrochages de puissance lors de tempêtes. Avec des pertes

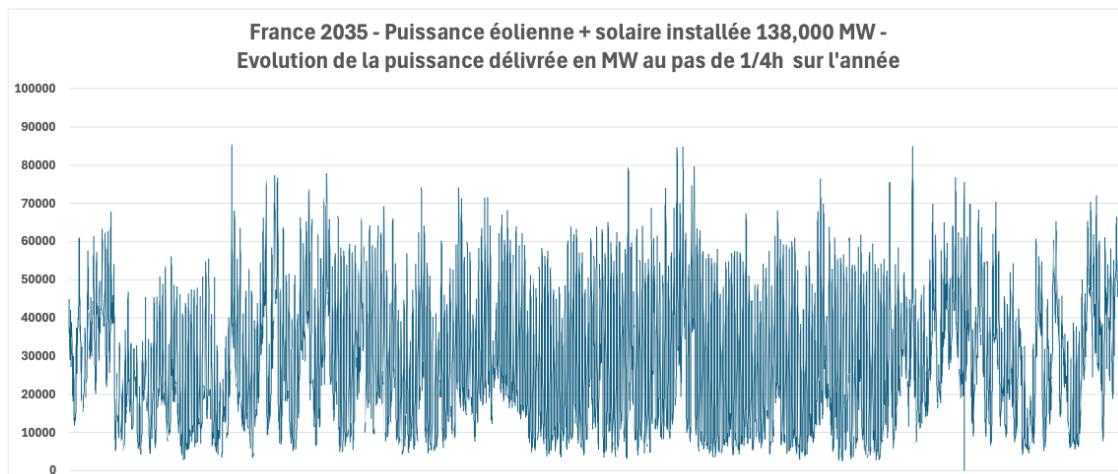
de puissance d'une dizaine de GW en un temps très court, **le risque de délestages massifs sera très amplifié.**

L'impact sur l'équilibre du réseau

La question de l'équilibre du réseau doit surtout être examinée en été, quand le nucléaire est bas (30/35 GW, pour maintenance / rechargement et pour disposer d'une puissance importante l'hiver, de 55/58 GW ou plus). L'hiver, des pénuries prolongées de production éolienne, qui ne sont pas exceptionnelles, vont également requérir des dizaines de GW de moyens de compensation.

Il est évident qu'il est impossible d'envisager une flexibilité suffisante en 2030, puis en 2035, et que des baisses considérables de consommations et de productions s'imposeront si les objectifs de la PPE3 sont poursuivis. Est-ce techniquement envisageable et à quel prix ? Et l'impact des productions de pays mitoyens aux capacités EnRi surdéveloppées, comme l'Allemagne, doit être prise en compte, d'autant plus que les réseaux transfrontaliers seront eux même excessivement développés au niveau européen. **Aucune étude d'impact n'a été présentée par RTE.**

En ce qui concerne le suivi saisonnier, le besoin hivernal ne pouvant que s'accentuer avec l'électrification des usages, l'évolution annuelle des EnRi (éolien + solaire dans la figure ci-dessous) montre que leur production globale sera moins importante l'hiver que l'été, malgré un éolien plus productif, car le solaire le sera environ 4 à 5 fois moins. **Ni la PPE3 ni le rapport 2023 de RTE n'évoquent le sujet crucial de la capacité de production pilotable requise en 2035 alors qu'elle est déjà déficitaire de 10 à 15 GW aujourd'hui.**



RTE, ce qui est incompréhensible, ne propose pas d'évolution de notre capacité pilotable dans son scénario de référence, alors que celle-ci devra diminuer notablement en Europe avec l'arrêt des centrales à charbon (plus de 50 GW)

LISTE DES FICHES TECHNIQUES

[Fiche 1 : L'évolution de la consommation électrique en France, entre croyance et incertitudes.](#)

[Fiche 2 : L'invasion des productions intermittentes, le défi du maintien de l'équilibre du réseau électrique.](#)

[Fiche 3 : L'impact très sous-estimé de la variabilité des EnRi.](#)

[Fiche 4 : Quel niveau d'EnRi peut-on supporter en France ?](#)

[Fiche 5 : La distribution d'électricité européenne est déstabilisée par des « loop-flows » erratiques liés à la libre circulation d'une électricité intermittente non contrôlée.](#)

[Fiche 6 : De quelle puissance disponible aura-t-on besoin en 2026 \(sur la base des chiffres 2019\) ?](#)

[Fiche 7 : La flexibilité du nucléaire face au développement des EnRi prévu dans la PPE3.](#)

[Fiche 8 : La flexibilité ? Un nouveau mantra ? Les doutes de RTE \(et les inquiétudes de PNC-France\) sur la flexibilité.](#)

[Fiche 9 : Prix de l'électricité - Évolution, réalisme, impact de l'interruption.](#)

[Fiche 10 : L'évolution du TURPE et son impact sur le prix de l'électricité.](#)

[Fiche 11 : Les émissions évitées de CO2 par le solaire et l'éolien.](#)

[Fiche 12 : Comment financer le nouveau nucléaire sous les contraintes imposées par l'Europe ?](#)