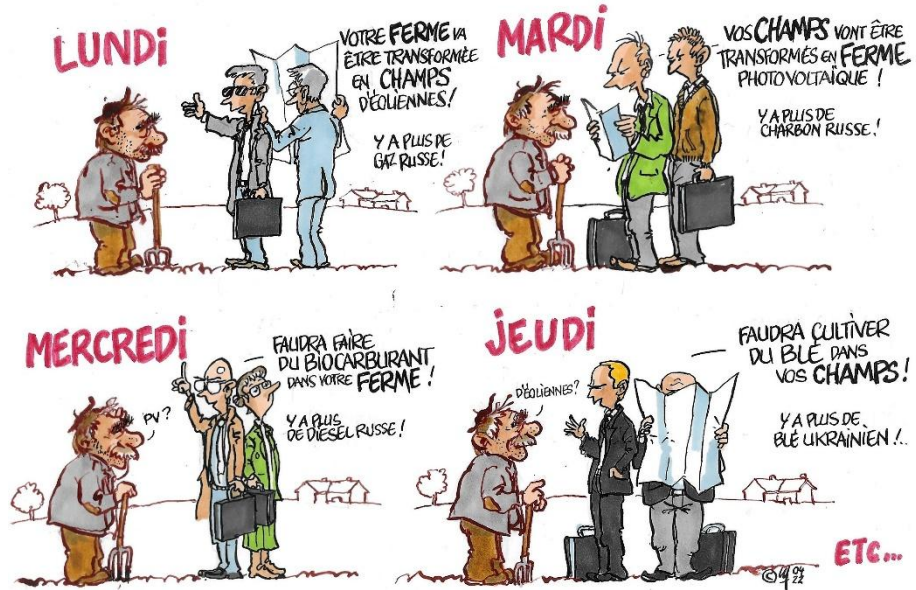




Fiche N°4 Quel niveau d'EnRi peut- on supporter en France ?



Des flexibilités à dimensionner au bon niveau

Les moyens de flexibilité prévus dans le scénario de référence de RTE et dans la PPE3 ne sont pas à la hauteur du volume d'EnRi envisagé en France en 2030 et 2035, tant en termes de capacités que de cinétiques de variations. Les investissements dans les réseaux et les flexibilités nécessaires à l'atteinte des objectifs EnRi de la PPE3 représentent des budgets d'investissement considérables : RTE comme ENEDIS ou la CRE se sont bien gardés d'identifier dans leurs propositions d'investissements ceux qui servent explicitement à adapter l'intermittence imposée par la PPE3. Leurs évaluations sont certainement très optimistes, comme l'a relevé la CRE.

Le niveau maximum d'EnRi acceptable dans un pays est rarement validé par une analyse détaillée. Ceux qui ont fait l'exercice avec l'outil EU-Sysflex s'appuient en fait sur un double levier opportuniste qui ne saurait perdurer ni se généraliser : ils ont la possibilité de se débarrasser de leurs surproductions vers des pays qui disposent d'une électricité pilotable massive et très souple comme la France (mais aussi l'hydroélectricité en Norvège ou le mix hydroélectricité/nucléaire en Suède), ou d'échanger leur électricité avec des pays ayant conservé des marges de capacités pilotables thermiques malgré des déclarations fracassantes sur leurs objectifs de décarbonation (exemple l'Allemagne ou les pays européens charbonniers de l'Est). Ces invasions intermittentes montrent leurs limites, comme souligné par la Suède et la Norvège fin 2024, dans une critique sévère de la politique allemande d'arrêt du nucléaire, amplifiée par le développement des interconnexions transfrontalières voulu par l'Europe.

PNC-France estime que le **gouvernement devrait sans tarder demander à la DGEC de réaliser ou de faire réaliser une analyse indépendante permettant de quantifier le niveau maximum tolérable d'EnRi dans le mix français**. RTE, dont l'intérêt pour la croissance sans limites des réseaux est évident, ne peut être le pilote d'une telle étude, même si elle en fournit les données d'entrée. La DGEC devrait bénéficier du soutien d'EDF production, et d'un avis des académies des sciences et des technologies. L'objectif doit être de renforcer notre souveraineté énergétique, de rapprocher le prix de l'électricité française de celui de notre mix, et de nous protéger des déséquilibres induits par les excès de nos voisins. L'accélération proposée par la PPE3 des investissements dans les EnRi ne se justifie pas, et le **gouvernement devrait s'attacher à rétablir en urgence le niveau des moyens de production de pointe pilotables et à arrêter le développement des interconnexions transfrontalières**, déjà adaptées à nos besoins, sinon notre pays se condamne à faire face à de graves difficultés.

Des études de ratios renouvelables/pilotables qui reposent sur des solutions techniques qui ne sont pas toujours qualifiées

Le niveau d'acceptabilité de moyens de production d'une électricité intermittente est un sujet de débat récurrent. Il est en effet difficile de justifier un fort niveau d'EnRi adossé à des flexibilités de l'offre et de la demande de grandes ampleurs. EDF, dans un document daté de 2015, limitait à environ 40 %, en valeur moyenne annuelle, le niveau de production intermittente sur le réseau Européen. Mais la robustesse de l'objectif de flexibilité proposé par RTE (Réseau de Transport de l'Électricité) dans son Bilan prévisionnel 2023 (chapitre 6) est loin d'être garanti, et on ne peut que constater la faiblesse des objectifs de la Commission européenne en la matière.

EDF résumait ainsi ses conclusions : *« les énergies renouvelables variables et la production conventionnelle joueront des rôles complémentaires dans le système électrique interconnecté (européen dans ce texte). Si la production éolienne et photovoltaïque a un rôle clé à jouer dans la stratégie européenne de décarbonation de la production d'électricité, la production thermique (qui inclut le nucléaire) reste nécessaire pour assurer la stabilité du système et la sécurité d'approvisionnement. Une contribution du nucléaire à cette production thermique semble nécessaire afin d'obtenir les réductions de CO2 requises ».*

EDF-R&D a ensuite contribué à l'étude EU-Sysflex, réalisée en partenariat au niveau européen avec d'autres organismes, dont RTE et d'autres GRT (Groupement Régionaux de Transport européens). Cette étude s'est intéressée à des taux de renouvelables encore plus élevés, compris entre 50 et 55 % en valeur de productions annuelles. Bien qu'elle soit maintenant la référence au niveau européen et donc français, PNC estime que les conditions de réalisation de cette étude, dans un contexte européen fait d'oppositions frontales, rendent ses conclusions moins claires, moins décisives que celles de l'étude de 2015. Elle repose en particulier sur des notions de flexibilité pour le moins incertaines, compte tenu de ce que l'on observe aujourd'hui : la multiplication de périodes de prix au jour le jour soit très élevés soit négatifs.

Ces études sont très lourdes et RTE en est aujourd'hui officiellement responsable. PNC-France estime que, si l'organisme est compétent sur la gestion des réseaux, il l'est beaucoup moins sur la gestion des moyens de production. De plus, RTE s'est malheureusement astreint à se plier aux orientations données par nos ministres successifs de l'environnement, allant jusqu'à laisser la ministre déclarer en 2021 que le 100 % renouvelable était techniquement réalisable.

Un défaut criant de ces études est que la notion de puissance installée et de production annualisée continue à l'emporter alors que les **questions des puissances pilotables disponibles et des amplitudes de variations de puissance sont fondamentales dans le fonctionnement d'un réseau électrique.**

Les principaux enseignements de l'étude de EDF

Il sera nécessaire de développer de nouveaux **mécanismes de flexibilité** au sein du système, qui devront fonctionner en complément de ceux de la gestion antérieure qui visaient essentiellement à réagir à des variations incidentelles de quelques GW. Il s'agit désormais de gérer la **variabilité de la production éolienne et photovoltaïque qui va se chiffrer en centaines de GW en Europe.** Une production thermique de secours importante continuera d'être nécessaire afin d'assurer la sécurité de l'approvisionnement en Europe.

- Si la pénétration des EnRi atteint 60 %, dont 40 % d'EnRi variables, près de 500 GW de production conventionnelle (thermique, hydroélectrique et biomasse) seront encore nécessaires.



- Le système électrique européen devra faire face aux variations de la production variable d'EnRi. Par exemple, une capacité installée de 705 GW d'éolien et de photovoltaïque pourrait voir sa production quotidienne varier d'un volume équivalent à 50 % de la demande européenne totale sur une période de 24 heures. Or les objectifs cumulés des différents pays portent à penser qu'il y aura plus de 1000 GW de capacités EnRi installées en Europe à moyenne échéance (source RTE).
- Pour une capacité éolienne terrestre installée de 280 GW, la production horaire moyenne d'un jour d'hiver pourrait varier d'une année sur l'autre entre 40 et 170 GW. Or les objectifs européens, offshore inclus, pourraient atteindre 500 GW en 2035.
- Les besoins de flexibilité à court terme seront importants car, par exemple, les variations horaires à la hausse de la demande nette supérieures à 20 GW et les variations à la baisse supérieures à 10 GW augmentent de 50 % par rapport à la demande seule (demande nette : demande hors réglage de fréquence et réglage secondaire, pour lesquels les réserves de puissance sont prévues dans le système).
- Des **variations horaires extrêmes (> 70 GW)** qui ne se produisent pas dans la demande peuvent être trouvées dans la demande nette.
- Des développements de réseaux au niveau local comme européen ainsi que de nouvelles **interconnexions** peuvent être nécessaires si l'on souhaite tirer parti de la diversité naturelle de la demande et de la production des différents sites d'énergies renouvelables. Néanmoins, les **phénomènes climatiques, qui peuvent avoir un impact simultané sur l'ensemble du continent européen**, peuvent entraîner des changements marqués dans la production éolienne, comme on le voit dans l'ensemble du système, auxquels s'ajouteront les variations quotidiennes inéluctables de la production photovoltaïque. De plus, les **coûts de développement du réseau peuvent être trop élevés** si les énergies renouvelables variables sont développées trop loin des centres de consommation.
- Au-delà de la capacité de secours, des mécanismes de réponse à la demande devraient également être développés pour contribuer à l'équilibrage de la production et de la charge. Néanmoins, même si le transfert de charge peut jouer un rôle dans des situations extrêmes, comme moyen de limiter la demande de pointe, il ne sera pas en mesure de faire face à la variabilité considérable introduite par la production éolienne et photovoltaïque.
- Il ne semble pas y avoir d'analyse de rentabilité à l'horizon 2035 d'un développement à grande échelle du stockage comme moyen de gérer l'intermittence, compte tenu du volume de stockage qui serait requis dans le système électrique européen. »

Des enseignements qui restent d'actualité

L'analyse EDF de 2015 semble avoir conservé toute son acuité quand on constate que

- Le stockage d'électricité de masse a peu progressé. Il reste à un niveau de quelques heures et est très coûteux.
- Le développement des réseaux dans les États-membres Européens, et particulièrement en Allemagne, est très insuffisant et se heurte aux réticences du public qui oblige à recourir à des lignes enterrées extrêmement coûteuses (facteur 8 à 10).
- Les flexibilités de production se réduisent avec l'arrêt de centrales thermiques pilotables (alimentées en combustibles solides ou avec du fioul), insuffisamment compensées par des centrales à gaz.
- Les flexibilités des consommations restent à un niveau très inférieur à ce que requiert la variabilité des productions intermittentes.

L'étude de la stabilité des réseaux de 2015 devrait être mise à jour en se projetant sur 2035, pour tenir compte des scénarios annoncés, en France et dans les pays voisins européens, en tenant compte des cinétiques de variation des productions, très menaçantes, et au réalisme des solutions de flexibilités proposées.



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'intermittence.

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 ?