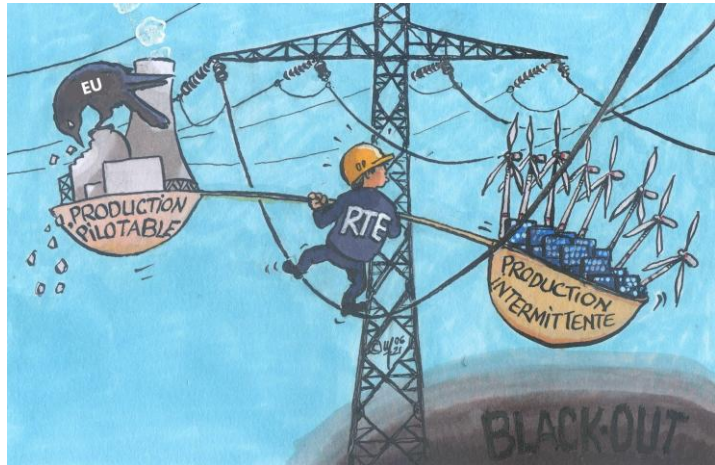




Fiche N°2

L'Invasion des productions intermittentes, le défi du maintien de l'équilibre du réseau électrique



Une exploitation du mix électrique à modifier profondément

L'examen comparé des productions du nucléaire et des EnRi en France montre que dans les conditions de la PPE3, les variations profondes de puissance dépasseront en 2035 40 GW en moins de 4 heures, en particulier l'été avec le solaire. En hiver, le déficit de production des EnRi pourrait être proche de 100 GW sur plus d'une semaine. Si les règles d'exploitation des réseaux français comme européens ne sont pas modifiées, le réseau français risque aussi d'être saturé par les surproductions des pays voisins qui ont, comme l'Allemagne, choisi l'objectif tout EnRi. C'est d'autant plus inquiétant que la politique européenne, encore dominée par les pays antinucléaires, oblige à un développement forcené des liaisons transfrontalières et que les puissances intermittentes concernées se chiffrent en centaines de GW. Les réserves de compensation de l'intermittence devront être considérablement plus importantes que celles qui prévalaient il y a 10/20 ans.

La production d'électricité est un bien essentiel qui innerve toutes nos sociétés. Elle doit répondre à des obligations majeures : décarboner les usages pour limiter le réchauffement climatique, être disponible à tout instant, de façon fiable et robuste, et garantir une souveraineté énergétique, gage de sécurité. Toute autre considération est secondaire.

Toute l'organisation européenne doit être repensée en ce sens :

- Les règles de priorité d'accès au réseau doivent reconnaître **la valeur des capacités pilotables** (qu'elles soient de production ou d'adaptation de la consommation), et les rétribuer en conséquence.
- **Le dimensionnement des liaisons transfrontalières ne doit pas avoir pour objectif de faciliter le déversement des surproductions d'EnRi des pays voisins.** La réserve de capacité de chaque État-membre doit être dimensionnée en fonction de ses propres fragilités.
- **Chaque État-membre doit bénéficier d'un prix de l'énergie représentatif de son mix électrique.** Le dispositif de compensation de l'intermittence doit être dimensionné au plus juste et sa répartition dans les États-membres doit être faite au prorata d'EnRi dans le mix de chacun d'entre eux.
- **Il est anormal que les producteurs d'EnRi soient « payés » pour ne pas produire en cas de surproduction.** Les EnRi doivent être adossées contractuellement à des moyens de compensation à l'échelle de leurs capacités installées.
- Il faut considérer **le coût complet des EnRi**, incluant l'ensemble des externalités négatives, les moyens de compenser les surproductions et les intermittences, à toutes



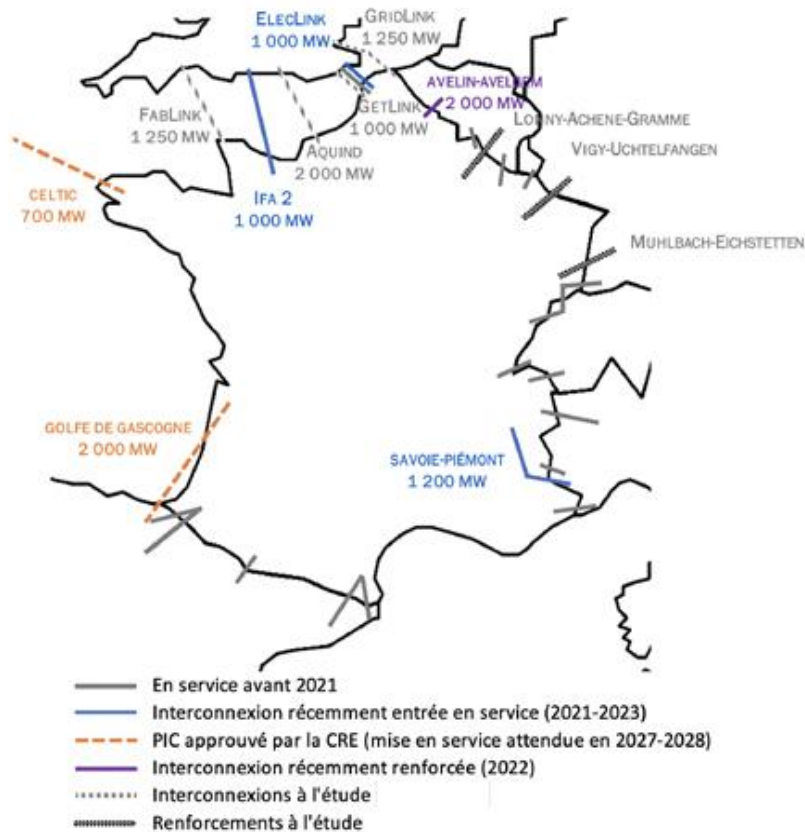
les échelles de temps. Ce n'est pas le cas aujourd'hui.

- Chaque État-membre doit avoir la **responsabilité de la résilience de son mix électrique**.
- Enfin, le paradoxe consistant à remplacer une électricité décarbonée compétitive, le nucléaire, par une autre électricité 4 à 12 fois moins décarbonée, donc sans gain sur les émissions de GES en France, doit être analysé sans dogmatisme.

L'Europe n'est clairement pas sur cette voie. Il faudra que le gouvernement français réagisse vigoureusement auprès de la Commission Européenne, en cohérence avec les traités européens en vigueur.

La compensation de puissance

Pour assurer la continuité de la production il est nécessaire d'assurer une égalité très précise de la production d'électricité et de sa consommation, ce qui oblige le gestionnaire du réseau à disposer en permanence d'un « dispositif de compensation de puissance » : son rôle est de lui fournir en permanence, en temps réel, des moyens permettant d'augmenter ou de réduire la puissance distribuée. Ce dispositif est bien sûr national, mais il est également européen en raison des puissantes interconnexions électriques transfrontalières. Selon la CRE, la capacité commerciale d'interconnexions transfrontalières moyenne mise à disposition par RTE en 2023 a atteint 20,6 GW à l'export (soit une augmentation de 21 % par rapport à 2020). À l'import, elle atteint 18,7 GW (+31 % par rapport à 2020), représentant plus de 12,5 % des capacités installées du parc de production français. En regard, les échanges entre la France et ses voisins ont été au maximum de 12,9 GW à l'importation et de 15 GW à l'exportation en 2022/2023. Nous disposons donc d'une marge de 30 %, mais de nouvelles interconnexions sont déjà en cours de réalisation, soit 2,7 GW, ou en cours d'étude, soit 5,5 GW. Elles vont encore aggraver la situation avec des pays (Allemagne, Belgique et Royaume-Unis) dont les surcapacités intermittentes, considérables, déstabiliseront plus que stabiliseront notre réseau.



Une profonde mutation du mix électrique est en cours, avec pour conséquence une production de plus en plus aléatoire.

De 2012 à 2024 la consommation annuelle européenne a diminué légèrement, de 2939 à 2824 TWh. Parallèlement la capacité des **centrales thermiques pilotables** diminuait de 58 GW (45 fossiles et 13 nucléaires) et les capacités intermittentes augmentaient de 407 GW (204 GW d'éolien et 213 GW de solaire).

En 2035 la **capacité des EnRi (solaire + éolien) pourraient dépasser 1000 GW en Europe** selon RTE alors que de nombreuses centrales à charbon ou lignite supplémentaires devraient être arrêtées (environ 50 à 60 GW), sans que leur remplacement par des centrales à gaz de pointe soit encore clairement envisagé, sauf en Allemagne. Se pose alors la question de la capacité des réseaux, français comme européen, à gérer les fluctuations considérables de ces EnRi. De fait, **aucune étude d'impact exhaustive n'a été réalisée, car l'idéologie l'emporte sur l'analyse, à la Commission Européenne comme dans la plupart des pays, dont la France.**

Un dispositif de compensation de puissance historiquement robuste.

Dans le passé la gestion du réseau européen, avec son réseau de transport haute tension, a permis de mettre en place des réserves de capacité mutualisées, en particulier pour faire face à des incidents (arrêt de moyens de production de forte capacité, ruptures de ligne HT, ...). Cette mutualisation a permis de limiter les puissances installées de chaque pays.

Deux types de réglage contribuent à la gestion de la stabilité du réseau européen :

- Le **Réglage Primaire (RP)** permet de compenser une perte de puissance de 3 000 MW à l'échelle du réseau européen, dont environ 600 MW pour la France compte tenu de son « poids » relatif. Le RP a pour but de reconstituer la puissance manquante en moins de 30 secondes et relève d'une responsabilité partagée par tous les pays européens, indépendamment du pays où se produit la perte incidentelle de puissance. De plus, hors incidents importants, le RP fonctionne en permanence. En effet, l'équilibre fréquence-puissance est sans cesse soumis à de petites variations qu'il faut corriger. En France, le RP a conduit l'opérateur à mettre en place un pilotage fin des réacteurs fondé sur l'utilisation de barres de contrôle grises, plus souples que les barres noires des réacteurs standards. Cette spécificité française, qui résulte de l'importance de son parc nucléaire, permet de solliciter l'ensemble du parc sur de faibles amplitudes, mais très fréquemment.
- Le **Réglage Secondaire (RS)** a pour but de ramener à 50 Hz la fréquence commune de la plaque continentale européenne. C'est une responsabilité qui incombe exclusivement au pays qui a subi la perte incidentelle de puissance. En France, le RS a besoin d'une réserve de puissance de 1 200 MW à 1 500 MW selon l'état du réseau.

On constate que les capacités dévolues aux réglages primaire et secondaire sont très modestes par rapport aux puissances installées, environ 1100 GW en Europe et 150 GW en France.

Les moyens techniques à mettre en œuvre pour assurer ces deux réglages sont variés et dépendent du mix de chaque pays, en fonction de leurs cinétiques d'évolution. Notons par exemple parmi les moyens très réactifs les groupes tournants des centrales nucléaires, hydrauliques et thermiques (par action de leurs inerties), la réserve primaire de puissance de 2 % des groupes thermiques, nucléaires et autres, et plus récemment des batteries à stockage-déstockage rapide.

Il est cependant clair que ces dispositions, rodées et efficaces, sont désormais insuffisantes pour faire face, en quelques heures, aux variations de production de plus en plus profondes et

rapides de l'éolien et du solaire. Par ailleurs, comme elles bénéficient d'une priorité d'accès sur le réseau, sans apporter de contribution à sa stabilité (sauf en acceptant de s'effacer contre rémunération en cas de surplus), le phénomène est amplifié en cas de chute de vent ou de baisse de l'ensoleillement (et vice-versa). C'est un sujet, de plus en plus prégnant et qui n'est pas encore traité au bon niveau tant en France qu'en Europe.

Un nucléaire qui assure historiquement une garantie robuste de capacité de production

Il apporte 75 % de la production nationale annuelle d'électricité, c'est-à-dire beaucoup plus à certaines périodes de l'année. Le nucléaire a historiquement dû prendre à sa charge :

- La régulation de fréquence (pour garantir la sûreté du réseau)
- L'ajustement à la consommation (nuits, dimanches, saisons, congés, etc.). Il est important de noter que le nucléaire assure un rôle majeur de suivi saisonnier, grâce à une gestion judicieuse des arrêts de tranches, placés essentiellement en été. Les EnRi dont la production est fatale n'offrent évidemment pas le même service.
- Et, plus récemment, l'ajustement aux productions variables et intermittentes (éolien, solaire PV), qui prennent de plus en plus d'ampleur.

Le parc nucléaire français bénéficie d'une manœuvrabilité exceptionnelle.

Elle est rendue possible grâce au pilotage en mode gris du cœur combustible : l'utilisation de barres de contrôle grises permet de faire varier la puissance du cœur de façon plus progressive et uniforme que les barres noires dites d'arrêt qui ont un effet beaucoup plus local, déséquilibrant la répartition de la puissance dans le cœur du réacteur. Dans ces conditions, les capacités de modulation de la puissance nominale (P_n) des réacteurs du parc EDF sont les suivantes :

- Tous les réacteurs : **réglage primaire de puissance** de $\pm 2\%$ de la puissance nominale (P_n) et **secondaire de fréquence** de $\pm 5\%$ de P_n , soit $\pm 7\%$ de P_n pour les deux capacités de réglage combinées, à une vitesse de l'ordre de **$\pm 5\%$ de P_n par minute** ;
- Les 32 réacteurs du palier 900 MW CP1 et CP2 (sauf CP0) et les 20 réacteurs du palier 1 300 MW (mais pas les 4 du palier N4 de 1 450 MW) :
 - o **Réglage tertiaire et suivi de charge (modulation profonde)** : ils peuvent gérer, pendant les 2/3 de leurs cycles d'irradiation, des variations de puissance jusqu'à **80 % de P_n en 30 mn**, à la baisse ou à la montée
 - o **Ces variations sont** limitées à 2 baisses et remontées par jour, selon des cinétiques dépendant des durées antérieures de maintien à basse puissance (fonctionnement prolongé à puissance intermédiaire : FPPI).
 - o Les réacteurs manœuvrant, très majoritaires dans le parc EDF, peuvent assurer les deux types de variations ci-dessus entre 93 % de P_n et 27 % de P_n lorsqu'ils cumulent les fonctions de réglage primaire et secondaire.

Les obligations périodiques de recalage des paramètres du cœur et autres essais physiques, imposent cependant de fonctionner à 100 % de P_n pendant environ un jour par semaine et une période de trois jours chaque mois. Lors de ces essais physiques, les modulations de puissance ne sont donc pas autorisées. Mais le réglage de l'équilibre du réseau en est pour l'instant peu impacté car c'est la modulation de l'ensemble du parc qui compte.

Historiquement, environ la moitié du parc était exploitée en modulation profonde. Mais l'objectif (en cours de réalisation) est de rendre apte à cette exploitation environ les deux tiers

du parc afin de faire face à la variabilité de plus en plus problématique de la production intermittente des EnRi.

Globalement le parc nucléaire est remarquablement souple, comme l'étaient les centrales thermiques (fioul, charbon et gaz).

La limite de flexibilité ne sera donc pas physique mais essentiellement économique (voir § c- Impacts économiques ci-dessous).

Comment adapter un réacteur nucléaire à la modulation profonde

Le besoin de modulation profonde, qui sera de plus en plus fréquente si les EnRi conservent leur priorité d'accès au réseau, ne nécessite pas de modifications matérielles mais des procédures d'exploitation adaptées pour notamment minimiser la production d'effluents supplémentaires. Cela implique des formations adaptées des équipes de conduite et des outils d'aide au pilotage.

Impacts sur la partie nucléaire :

- **Sûreté** : elle est prise en compte à la conception dans les études de sûreté génériques (par palier et par type de gestion combustible) et dans la définition des marges.
- **Environnement** : son impact sur les rejets est faible (principalement au niveau du recyclage et du traitement des effluents du circuit primaire, sans impact sur l'environnement extérieur).
- **Combustible** : les crédits IPG, marges vis-à-vis du risque de rupture de la première barrière (la gaine) par Interaction entre les Pastilles combustible et les Gaines, peuvent être affectés en cas de fonctionnement prolongé à puissance intermédiaire (FPPI). Mais en général les baisses de charge requises par le réseau sont de courtes durées, sinon le réacteur est carrément arrêté (e.g., arrêts week-end) (voir plus loin).
- **Circuit primaire** : lors des baisses de charge, les variations de températures du circuit primaire sont suffisamment faibles pour ne pas générer de contraintes supplémentaires susceptibles d'avoir un impact sur l'inventaire des situations, qui pourrait potentiellement peser sur sa durée d'exploitation.¹
- **Mécanismes de commande des grappes** : l'augmentation des mouvements des barres grises pourrait générer de l'usure supplémentaire mais l'effet est faible et intégré dans les stratégies de maintenance de l'exploitant.
- **Maintenance de l'installation** : le retour d'expérience montre que le nombre d'arrêts fortuits d'un réacteur assujéti à une modulation profonde, augmente de 25% environ. Les arrêts fortuits sollicitent l'installation mais leur fréquence d'occurrence reste très faible.

Impacts sur la partie classique :

Le circuit vapeur secondaire est soumis à des variations de débits et de températures plus conséquentes que dans le circuit primaire. On note par exemple :

¹ Les phénomènes de CSC (corrosion sous contrainte) qui ont affecté certains réacteurs ne sont pas spécifiquement liés aux variations de puissance des réacteurs, mais principalement à la géométrie des lignes concernées et à leur procédé de fabrication.

- Des phénomènes d'érosion accrus sur certaines tuyauteries et sur la turbine, liés à l'augmentation du taux d'humidité de la vapeur et à la présence de gouttelettes, lorsqu'on s'éloigne des conditions optimales de dimensionnement.
- Des cyclages thermiques plus nombreux pouvant entraîner des phénomènes d'endommagement par fatigue de certains composants.

Mais la maintenance du circuit secondaire, voire le remplacement à long terme de certains composants est beaucoup plus facile et bien maîtrisé.

Impacts économiques :

Faibles jusqu'aux années 2010, il est clair que l'économie du nucléaire sera fragilisée par la croissance considérable des productions EnRi en France comme en Europe en raison du principe d'exploitation actuel. En effet, comme l'indique RTE, « *le développement des EnRi conduit à devoir dimensionner le système électrique autour de la notion de **consommation résiduelle, la consommation diminuée de la production renouvelable, principalement éolienne et solaire*** ». Le nucléaire se trouve donc contraint de s'effacer en cas de surproduction EnRi, sans compensation financière (renchérissant ainsi le prix du MWh nucléaire) et bien sûr sans gain sur les émissions de gaz à effet de serre (puisque l'éolien et le solaire émettent 3 et 10 fois plus de CO₂ / MWh que le nucléaire). Cet effacement forcé arrive de plus en plus fréquemment, lors des pics de production solaire (périodes méridiennes) ou éoliennes (périodes cycloniques de vents forts), mais aussi lorsque la consommation baisse pendant les week-ends et les jours fériés, conduisant parfois à l'arrêt complet d'un ou plusieurs réacteurs nucléaires pendant plusieurs jours. Dans ces conditions, le prix du MWh nucléaire, non prioritaire et non rémunéré pour son action de stabilisation du réseau, ne pourra qu'augmenter. Certes l'impact des surproductions EnRi pourrait, selon les circonstances, être atténué par des possibilités d'exportation d'électricité nucléaire vers les pays voisins ne disposant pas de marges de capacités de réglage adaptées à l'importance de leur parc EnRi, à condition bien sûr que ces pays voisins ne soient pas eux-mêmes en surproduction d'EnRi au même moment.

Une alerte à ne pas négliger

L'inspection générale de sûreté nucléaire et de radioprotection d'EDF a publié son rapport annuel 2024 intitulé « **Le nucléaire, variable d'ajustement** » qui traite de cette question :

- L'arrivée massive de nouvelles sources d'électricité renouvelables (EnR), à la fois intermittentes et prioritaires sur le réseau, a multiplié les variations de charge. Elles ne sont pas sans risque sur la sûreté du système électrique (dont le blackout) ni sans contrainte sur le fonctionnement de nos installations. Elles vont remettre en cause le modèle économique.
- L'imprévisibilité et le faible préavis de ces modulations profondes perturbent la planification des activités, les maintenances programmées et les essais périodiques, touchant ainsi l'ensemble des métiers et des acteurs, prestataires compris.
- En hiver, au moment des grands appels de puissance sur le réseau, l'éolien, assujéti aux régimes météorologiques anticyclone/dépression, peut varier de plus de 20 GW en quelques heures. De même, en période d'ensoleillement, le nucléaire s'efface en milieu de journée et doit répondre au pic d'appel à la nuit tombée. De souplesse de fonctionnement, la modulation s'est transformée en contrainte, le nucléaire devant faire face à la demande, seul ou avec l'hydraulique, sauf à se résoudre à employer des moyens thermiques et carbonés.
- En outre, le suivi de charge a forcément un impact sur la machine, plus fréquemment sollicitée par des cyclages profonds. L'augmentation des fortuits n'est pas flagrante mais c'est dans la durée que les effets seront appréciés.
- **J'estime que la priorité donnée aux EnR, dans une complémentarité unilatérale nucléaire-EnR, conduit à des variations de puissance dont il serait d'autant plus**



opportun de se dispenser qu'elles ne sont jamais anodines sur la sûreté, notamment la maîtrise de la réactivité, et sur la maintenabilité, la longévité et le coût d'exploitation de nos installations.

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 ?