

Évolution de la modulation des réacteurs nucléaires et des flexibilités électriques dans la transition énergie-climat de la France vers des structures énergétiques résilientes, décarbonées et soutenables

Thierry de LAROCHELAMBERT^{1*}

¹Chercheur associé à l'Institut FEMTO-ST (CNRS-UMR6174), Département Énergie, Université Marie et Louis Pasteur, F-90000, Belfort, France.

*auteur correspondant : thierry.larochelambert@femto-st.fr

Introduction

La commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale a demandé récemment à l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) de se pencher sur les effets de la modulation des réacteurs nucléaires, ainsi que sur l'ensemble des impacts technologiques liés à l'évolution du mix électrique français. Ce travail, confié au sénateur Patrick Chaize et au député Joël Bruneau, devrait faire l'objet d'un rapport présenté à l'automne, après audition de nombreux spécialistes et parties prenantes, dont des représentants de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGE), de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), des experts en énergétique, et également des ONG, des syndicats, etc.

EDF a annoncé le 21 mai avoir lancé son propre audit sur les conséquences de la hausse – en fréquence et en intensité – de la modulation de ses réacteurs nucléaires « face à la production croissante des énergies renouvelables ».

L'objectif de cette note est de faire le point :

- sur l'évolution de la modulation du parc nucléaire installé en France pour le suivi de charge et les services système du réseau électrique ;
- sur les conséquences techniques pour le vieillissement et la maintenance de ce parc induite par la modulation des réacteurs nucléaires
- sur les contraintes futures d'équilibrage du réseau électrique français et les stratégies possibles concernant le suivi de charge, l'évolution du mix électrique et des structures énergétiques pour la durée de vie du parc nucléaire actuel.

1. État des lieux de la modulation du parc nucléaire en France

Le parc nucléaire construit et géré par EDF en France a vu son *taux de modulation de puissance* s'accroître progressivement depuis sa mise en service progressive de 1977 à 1999 pour répondre à plusieurs défis structurels du système électrique et énergétique français qui se sont fait jour à mesure que celui-ci évoluait d'abord vers une *production électronucléaire croissant très rapidement jusqu'à devenir majoritaire dans le mix électrique français* (maximum 78,5 % de l'énergie électrique annuelle en 2005, minimum 63 % en 2022) aux côtés de l'hydroélectricité importante de barrages et d'usines au fil de l'eau, puis vers un *accroissement rapide des productions d'électricité renouvelable variable* (éolienne et photovoltaïque) et une *variabilité accrue de la demande en électricité* sur les réseaux de distribution d'électricité (pointes d'hiver dues à la part très importante du chauffage par convecteurs et radiateurs

électriques dans les bâtiments, pointes d'été dues aux climatisations, pointes de recharges directes des véhicules électriques en début de fin de journées, etc.).

Alors que le pilotage de la réaction en chaîne neutronique dans un réacteur nucléaire présente des difficultés inhérentes à la complexité des effets induits par les variations du flux neutronique au sein des barres de combustible nucléaire, rendant les réacteurs nucléaires par principe peu manœuvrables, des *protocoles de modulation de puissance pour suivi de charge¹ d'une partie du parc nucléaire*, rendus nécessaires par la part prépondérante de celui-ci dans la production électrique en France, ont été progressivement instaurés, améliorés et appliqués à partir des années 80 pour le *réglage primaire et secondaire de la fréquence²* et pour le *mécanisme d'ajustement des services système³* du réseau électrique de transport (cf. [section 2](#)).

Cependant, le *parc nucléaire actuel est âgé et fragilisé* (cuves irradiées avec fissures détectées et/ou non détectées, générateurs de vapeur corrodés, dégradation thermique des coudes moulés, corrosion sous contraintes des conduits de circuits de refroidissement d'injection de secours RIS et de réacteur à l'arrêt RRA, etc.). Ce vieillissement général devient problématique et rend le parc nucléaire de plus en plus *vulnérable à des événements externes* (sécheresses, surchauffe des fleuves et rivières, canicules, inondations, envahissement d'algues en bord de mer, submersions, séismes) *et à des défaillances de fonctionnement* d'origine matérielle ou humaine. L'*indisponibilité croissante de nombreux réacteurs nucléaires* en France (jusqu'à 32 réacteurs à l'arrêt en août 2022 sur les 56 réacteurs en service, représentant une perte de 64 % de la puissance nucléaire installée)⁴ conduit de fait à des coûts croissants de réparation, de maintenance et de remplacement des équipements nucléaires (à l'exception des cuves, non remplaçables), au recours accru aux importations d'électricité européenne et à la mise en route de centrales électriques d'appoint à combustibles fossiles, du fait des retards accumulés dans la mise en place des pilotages électriques renouvelables intelligents (autoconsommations, stockages, flexibilités) et plus largement des systèmes énergétiques renouvelables nécessaires.

La *baisse du facteur de charge⁵ global du parc nucléaire* en France ([Fig. 1](#)), inhérente à la fois au déploiement progressif des productions d'électricité renouvelable et de cogénération, et à la baisse des consommations d'électricité suite à l'amélioration de l'efficacité des équipements électriques et à la mise en place des politiques de sobriété énergétique en France, est renforcée par le vieillissement du parc électronucléaire ([Fig. 2](#)), qui induit l'augmentation des périodes d'arrêts programmés ou non pour maintenance et réparations ([Fig. 3](#)).

¹ *Suivi de charge* : pour ajuster à chaque instant la puissance appelée par la demande d'électricité sur le réseau et la puissance produite par l'ensemble des équipements de production électrique connectés au réseau, les services de régulation et les producteurs d'électricité modulent la puissance électrique de ces équipements injectée sur le réseau selon des critères précis de stabilité de fréquence et de tension. Les centrales et barrages hydroélectriques, les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), les centrales nucléaires sont sollicités (et rémunérés) pour garantir ce service de suivi de charge (modulation des puissances injectées pour suivre la demande).

² La fréquence 50,00 Hz du réseau électrique européen doit être maintenue à ± 50 mHz (sur 15 min) ou ± 100 mHz (sur 5 min) près en ajustant en permanence la puissance électrique totale produite à la puissance électrique totale des consommateurs appelée sur le réseau. Le réglage primaire permet de réguler automatiquement les petites unités de production électrique les plus dynamiques (hydroélectriques) en 2 à 30 s ; le réglage secondaire mobilise des unités plus lentes et plus chères (centrales de cogénération, réacteurs nucléaires) entre 30 s et 15 min pour reconstituer la réserve primaire. Le mécanisme d'ajustement des services système assure le réglage tertiaire pour compenser les grandes variations de puissance entre 15 min et plusieurs heures en mobilisant les grosses unités disponibles de réserve (barrages hydroélectriques, turbines à gaz) par ordre croissant de prix du marché.

³ <https://www.cre.fr/electricite/reseaux-delectricite/services-systeme-et-mecanisme-dajustement.html>.

⁴ RTE. Bilan électrique 2022. <https://analysesetdonnees.rte-france.com/bilan-electrique-synthese>.

⁵ *Facteur de charge* : rapport de l'énergie électrique produite (à puissance réelle) pendant une durée donnée à l'énergie électrique potentiellement produite pendant la même durée (à puissance nominale).

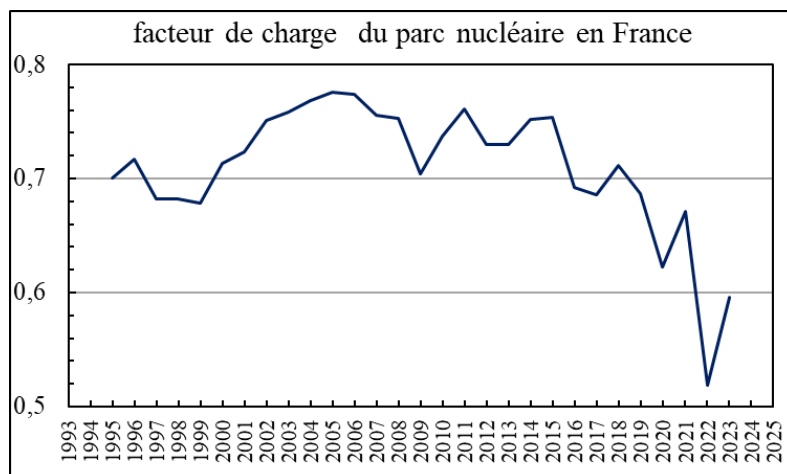


Fig. 1. Évolution du facteur de charge moyen annuel du parc nucléaire en France (d'après RTE).

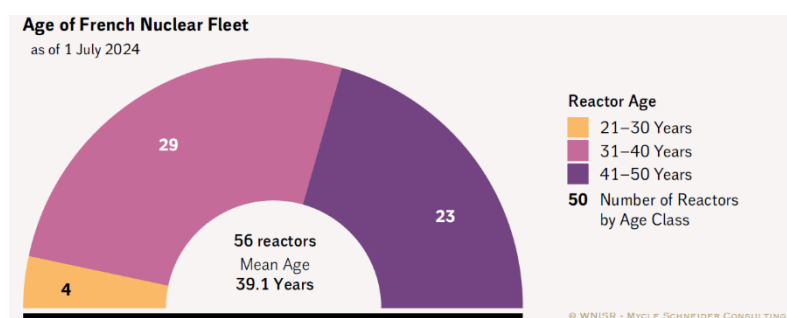


Fig. 2. Âge du parc nucléaire en France en 2024 (WNISR, d'après RTE et EDF).

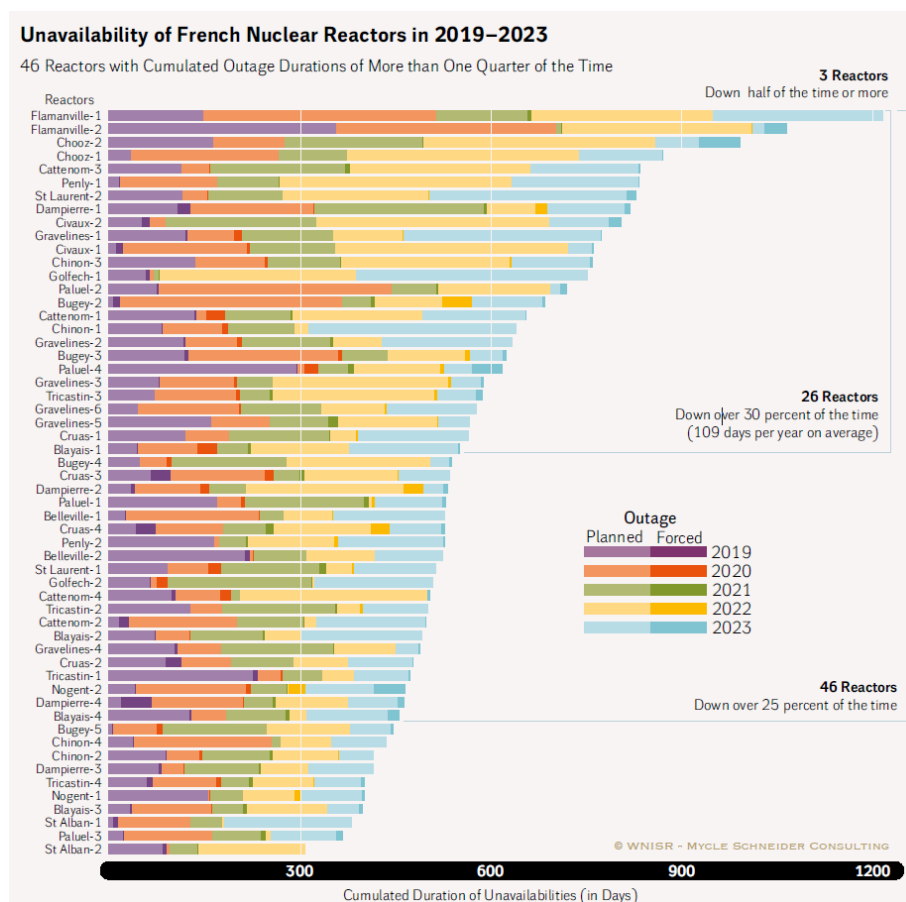


Fig. 3. Indisponibilité du parc nucléaire en France entre 2019 et 2023 (WNISR, d'après RTE et EDF).

Cette baisse peut être partiellement compensée par une politique de *renforcement des exportations d'électricité* vers nos voisins européens et de *production très coûteuse et subventionnée d'hydrogène d'électrolyse*⁶.

Cependant, *l'efficacité énergétique de la chaîne hydrogène, depuis le vecteur électrique jusqu'à l'énergie finale utile, est très faible dans les transports* (22 % pour un véhicule à hydrogène, contre 85 % pour les véhicules électriques), ce qui rend l'usage de l'hydrogène contre-productif et source de gaspillage d'électricité dans le transport, même lourd. De plus, l'intérêt climatique de l'utilisation de l'hydrogène « rose » (nucléaire) ou « vert » (renouvelable) pour la production de chaleur (hydrogène mélangé au gaz naturel) peut être remis en cause par le taux de fuite d'hydrogène des installations hydrogène car *l'hydrogène est aussi un gaz à effet de serre indirect dont le pouvoir de réchauffement global a été évalué à 40,1 (± 24,1) fois celui du CO₂ sur 20 ans et 12,8 (± 5,2) fois sur 100 ans*⁷. En outre, le pouvoir de décarbonation des industries fortement émettrices de gaz à effet de serre est relativement restreint^{8,9} au vu de ses coûts CapEx et OpEx 2 à 3 fois plus élevés que certaines solutions basées sur le gaz naturel (*craquage thermique ou plasma et reformage autothermique, avec ou sans avec capture de CO₂*) ou sur sa substitution par une combinaison de gaz renouvelables, de chaleur renouvelable haute et moyenne température et d'électrification des fours.

Le déploiement accéléré, important et indispensable, des productions électriques renouvelables variables (éolien, photovoltaïque) et des systèmes énergétiques renouvelables intelligents (SERI)¹⁰, qui permet la baisse des coûts de l'électricité et l'élimination plus rapide des émissions de gaz à effet de serre (GES), peut cependant entraîner une *modulation de puissance plus fréquente et plus ample des réacteurs nucléaires* utilisés pour le *suivi de charge* du réseau de transport électrique si l'installation simultanée de dispositifs de flexibilité et de régulation efficaces des systèmes énergétiques d'une part, et d'unités de cogénération réactives à turbines à gaz renouvelables et à ORC, de stockages multi-énergies multi-échelles d'autre part, n'est pas mise en œuvre simultanément.

2. Modalités et impacts de la modulation des réacteurs nucléaires

Les réacteurs nucléaires à eau pressurisée (REP) en service en France sont parmi les unités de production électrique les plus lents à moduler en baisse et surtout en hausse de puissance, comparés aux autres sources de puissance électrique (Tableau 1)¹¹.

⁶ Cany C, Mansilla C, da Costa P, Mathonnière G (2017). *Adapting the French nuclear fleet to integrate variable renewable energies via the production of hydrogen: Towards massive production of low carbon hydrogen?*. International Journal of Hydrogen Energy 42, 13339-13356. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.01.146>.

⁷ Hauglustaine D, Paulot F, Collins W, Derwent R, Sand M, Boucher O (2022) Climate benefit of a future hydrogen economy, Communications Earth Environment 3, 295, <https://doi.org/10.1038/s43247-022-00626-z>.

⁸ Korberg AD, Thellufsen JZ, Skov IR, Chang M, Paardekooper S, Lund H, Mathiesen BV (2022). *On the feasibility of direct hydrogen utilisation in a fossil-free Europe*. International Journal of Hydrogen Energy 48, 8, 2877-2891. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.170>.

⁹ Ocko IB, Hamburg SP (2022). *Climate consequences of hydrogen emissions*. Atmospheric Chemistry and Physics 22, 9349-9368. <https://doi.org/10.5194/acp-22-9349-2022>.

¹⁰ De Larochelambert T (2023). Le couplage intersectoriel intégré au cœur des Systèmes Énergétiques Renouvelables Intelligents – Contribution à la SFEC, Atelier Couplage Sectoriel. https://global-chance.org/IMG/pdf/le_couplage_intersectoriel_integre_au_coeur_des_seri_pr_t_de_larochelambert_femto-st_sfec_mars_2023.pdf.

¹¹ Gonzales-Salazar M-A. et al., Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables. Renewable and Sustainable Energy Reviews 82 (2018) 1497-1513. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.278> ; <https://dallenergy.com/en/> ;

source d'électricité	charge minimale (% P_n)	taux de montée (% P_n /min)	durée de démarrage (h)
Centrale vapeur - charbon	30	6	3
Centrale nucléaire	30	3-5	24
Turbine à gaz à cycle ouvert	15	20	0,16
Turbine à gaz à cycle combiné	10-20	5-10	0,5-2
Centrale solaire à concentration	25	6	2,5
Centrale vapeur - gaz, fioul	30	7	3
Centrale géothermique	15	5	1,5
Usine hydroélectrique - barrage	10	15	0,1
Usine hydroélectrique - fil de l'eau	10	15	0,1
Centrale vapeur - biomasse	50	8	3
Unité d'hydrogazéification biomasse	10	44	0,1

Tableau 1. *Caractéristiques de flexibilité des sources de puissance électrique.*

De ce fait, la taille du parc nucléaire actuel en France l'oblige à opérer une part importante des réacteurs en suivi de charge. Diverses séquences sont utilisées pour les réglages primaires et secondaires journaliers, comportant deux rampes de puissance (à la baisse et la hausse) entre paliers de puissance haute (généralement, la puissance nominale P_n du réacteur ou un peu moins pour les réacteurs en réserve primaire) et basse (minimum 30% de P_n) : la séquence la plus courante « 12-3-6-3 » (12 h à P_n , 6 h à puissance basse, 3 h de transition lente par rampes de puissance de pente maximale $\sim 0,5\% P_n/\text{min}$ au redémarrage ou à l'arrêt complet) ; la séquence « 12-12 » (12 h en palier haut, 12 h en palier bas avec des transitoires de $1\% P_n/\text{min}$) ; la séquence « 16-8 » (16 h en palier haut, 8 h en palier bas, avec des transitoires plus rapides limitées à $3\% P_n/\text{min}$ pour des raisons de sûreté nucléaire), et jusqu'à $5\% P_n/\text{min}$ pour les rares séquences « 18-6 ».

Cependant, les contraintes thermomécaniques et radiologiques limitent le nombre de variations, d'arrêts, de démarrages au cours de chaque période (campagne) entre le chargement du nouveau combustible et son déchargement, et au cours de la durée de service totale de chaque réacteur, conformément aux règles de suivis de charge adoptées par les opérateurs nucléaires européens : 2 / jour ; 5 / semaine ; 200 / campagne¹² ; maximum 20 000 / 40 ans (REP). D'autre part, cette flexibilité relative d'un réacteur nucléaire diminue linéairement avec l'avancement du taux de combustion des barres de combustible nucléaire jusqu'à $0\% P_{min}$ en fin de campagne ; elle est nulle durant les deux premières semaines après nouveau chargement.

Techniquement, la modulation de puissance est opérée suivant deux procédés : le *contrôle de concentration de l'eau du circuit primaire en acide borique* H_3BO_3 (les noyaux atomiques de l'isotope 10 du bore ^{10}B absorbent fortement les neutrons de la réaction en chaîne de fission nucléaire) et/ou le *contrôle de l'enfoncement des grappes de barres de contrôle* en alliage argent-indium-cadmium-hafnium-bore dans le cœur du réacteur (entre les barres de combustible nucléaire).

Le premier procédé pose des problèmes d'effluents radioactifs (dilution-filtration du bore, du tritium produit par absorption d'un neutron par noyau de ^{10}B , et des produits de fission dispersés dans l'eau primaire à travers les fissures des barres de combustible), d'acidification du circuit primaire et de contrôle thermique de réactivité du cœur, mais aussi de coût. Il est lent et ne peut être utilisé pour le réglage primaire de fréquence.

Le second procédé a été généralisé pour le contrôle automatique des réacteurs nucléaires dédiés au suivi de charge en mode A (grappes de contrôle « noires » très absorbantes, pour les réacteurs des paliers CP0 et N4) et en mode G (grappes de contrôle « grises » peu absorbantes + grappes « noires », pour les réacteurs des paliers CPY et P4), conjointement au contrôle de réactivité par l'acide borique.

¹² European Utility Requirements, 2012.

Physiquement, la modulation de puissance des réacteurs pour suivi de charge au moyen des barres de contrôle entraîne des *effets limitants* dus à différents *impacts sur le fonctionnement du réacteur* :

- *l'interaction pastille de combustible – gaine de barre combustible (IPG)* : sous l'effet des variations de puissance du cœur, en particulier au démarrage du réacteur¹³, les pastilles gonflent avec les produits de fission gazeux et solides formés, tandis que les gaines subissent des contraintes thermomécaniques entraînant leur fluage jusqu'au contact des pastilles, pouvant conduire à la fissuration des gaines, à l'accroissement de leur fissuration et de leur corrosion sous contrainte, et à des fissuration de fatigue de cyclage thermomécanique^{14,15}. Si le suivi de charge n'est généralement pas considéré comme cause principale de fissuration des gaines, il est admis qu'il l'aggrave, particulièrement en cas d'extension opérationnelle de réacteur à puissance réduite¹⁶ ;
- *l'effet xénon* : les noyaux atomiques de l'isotope 135 du xénon ¹³⁵Xe sont particulièrement absorbants de neutrons (section efficace de capture 2,6 Mbarn à 0,025 eV). Ils sont principalement issus de la désintégration radioactive des noyaux d'iode 135 (période de demi-vie 6,58 h), eux-mêmes issus de la désintégration très rapide (19,2 s) des noyaux de tellure 135, qui est un des produits de fission de l'uranium 235 généré à un rythme constant (probabilité 6,4%) en mode stationnaire d'un réacteur nucléaire au flux neutronique d'environ 10¹⁴ neutrons par cm² et par seconde. Lorsque la puissance d'un réacteur est rapidement abaissée par introduction des grappes de contrôle (en suivi de charge ou vers l'arrêt), la production de ¹³⁵I décroît plus vite que la mutation radioactive des noyaux ¹³⁵I déjà produits en noyaux ¹³⁵Xe dont la concentration se met alors à croître pendant une dizaine d'heures avant de décroître par décroissance radioactive en noyaux de césium ¹³⁵Cs (période de demi-vie 9,17 h). Ce « *pic xénon* » systématique diminue la réactivité du réacteur pendant une vingtaine d'heure, limitant la vitesse de remontée en puissance d'un réacteur après une baisse en suivi de charge¹⁷ ;
- *la distorsion axiale de flux neutronique des barres combustibles* : l'insertion de profondeur variable des grappes de contrôle dans le cœur nucléaire modifie la distribution du flux neutronique le long des barres de combustibles, et donc du taux de combustion du combustible, des concentrations en produits de fission et poisons neutroniques, pouvant rendre plus complexe le contrôle de réactivité pour le pilotage de la réaction en chaîne neutronique¹⁸ ;
- *les oscillations xénon* : pendant l'introduction des grappes de contrôle dans le cœur par le haut, la concentration en ¹³⁵Xe augmente d'abord en haut, car le flux neutronique y est en baisse mais augmente en bas du cœur, où la concentration en ¹³⁵Xe baisse en conséquence (formation de ¹³⁶Xe) mais la concentration en ¹³⁵I augmente aussi, ce qui génère une augmentation progressive de production de noyaux ¹³⁵Xe par décroissance radioactive en bas du cœur, tandis que la concentration en ¹³⁵Xe baisse progressivement en haut de cœur par décroissance radioactive, faisant remonter le flux de neutrons, moins absorbés. La déformation des distributions de flux neutronique et de concentration en ¹³⁵Xe subit donc des oscillations inverses lors de l'insertion des grappes de contrôle dans le cœur pendant le suivi de charge. Ces oscillations xénon, d'une période de 20 à 30 h selon le type de

¹³ Armijo J.S., Abdulali Z., *Pellet Cladding Interaction Fuel Failures during Anticipated Operational Occurrences in Pressurized Water Reactors*. US-NRC (2014). <https://www.nrc.gov/docs/ML1410/ML14107A179.pdf>.

¹⁴ OECD-NEA. *Pellet-Clad Interaction (PCI) in Water-Cooled Reactors*. Workshop Proceedings NEA Working Group on Fuel Safety (WGFS), Lucca, Italy, 22-24 June, 2016. https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_19868/pellet-cladding-interaction-pci-in-water-cooled-reactors-proceedings-of-a-wgfs-workshop.

¹⁵ Peakman A. et al., *The Potential of Pressurised Water Reactors to Provide Flexible Response in Future Electricity Grids*. *Energies* 13 (2020) 941. <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/4/941>.

¹⁶ Cany C., *Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France : adaptations du parc électrique vers plus de flexibilité*. Thèse, Université Paris-Saclay, 2017. https://hal.science/tel-01565665v1/file/these_camille_cany.pdf.

¹⁷ Bouchard J. et al., *Introduction au génie atomique*. Les Presses Mines ParisTech, 2007, Paris.

¹⁸ Cf. réf. 16.

réacteurs, doivent être particulièrement suivies et pilotées pour en limiter l'amplitude et en atténuer l'impact thermique local sur les barres de combustible qui pourraient en être détériorées¹⁹ ;

- le *changement rapide de l'inventaire des produits de fission et de leur répartition axiale dans les barres de combustible* et par conséquent du calcul de répartition du flux neutronique, entraînant des difficultés dans la maintenance de calibration précise des instrumentations nucléaires et donc de l'équilibre thermique du réacteur²⁰ ;
- l'*usure prématurée des manchons thermiques des mécanismes d'entraînement des barres de contrôle* (CRDM) : en décembre 2017, le réacteur de Belleville 2 (1300 MW) a subi une usure complète et une séparation de l'un des manchons thermiques d'un mécanisme d'entraînement de la tige de commande (CRDM). Pendant les essais physiques à faible puissance et les essais de chute de barres, l'insertion de la tige a été bloquée, du fait de l'usure de la bride du manchon thermique. Ce phénomène d'usure prématurée est en effet une des conséquences du suivi de charge qui nécessite de manœuvrer fréquemment les grappes de commande. Les analyses scientifiques montrent une distribution d'usure jusqu'à 0,04" par an de service à pleine puissance aux USA mais trois fois supérieure (0,12"/année de service à pleine puissance) dans les réacteurs REP en France, soumis au suivi de charge contrairement aux réacteurs étatsuniens. Il en résulte une probabilité de rupture de gaine thermique par usure de 16% au bout de 40 ans de service à pleine puissance aux USA²¹, et donc 13 ans en France, avec 50% de d'usure au bout de 40 ans, ce qui oblige EDF à changer régulièrement ces pièces et à ne pas opérer en suivi de charge les réacteurs pendant une ou deux campagnes²² ;
- *fatigue thermomécanique des composants nucléaires* : les gros composants des réacteurs opérant en suivi de charge sont plus sollicités mécaniquement et thermiquement que ceux des réacteurs fonctionnant en base, ce qui impose davantage de travaux de maintenance et de remplacement. Outre les systèmes de contrôle comme les mécanismes de grappes susmentionnés et le système de contrôle volumétrique et chimique de concentration d'acide borique dans le circuit primaire, les pressuriseurs, les conduits du circuit primaire et les cuves elles-mêmes, les générateurs de vapeur et les composants de circuits de vapeur secondaires sont plus particulièrement concernés²³. Cependant, les documents publics et contributions de conférences produits par EDF sont souvent contradictoires à ce sujet et ne permettent pas d'identifier clairement les dommages par fatigue thermomécanique induits dans chaque composant, ou en contestent l'existence-même²⁴, contrairement à certains rapports officiels récents²⁵, au point que l'on peut être amenés à se demander si l'objectif de ce

¹⁹ Wiesenfeld B., *Une introduction à la neutronique*. Les Presses Mines ParisTech, 2015, Paris.

²⁰ Estrada H., Hauser E., *The Impact of Load Following and Frequency Control on the Determination of Thermal Power in Nuclear Power Plants*. In Proceedings of the International Conference Nuclear Energy for New Europe 2009, Bled, Slovenia, September 14-17. <https://arhiv.djs.si/proc/bled2009/htm/pdf/0514.pdf>.

²¹ Rudland D. et al., *Predicting the impact of CRDM thermal sleeve wear in Westinghouse Pressurized Water Reactors*. 25th Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology Charlotte, NC, USA, August 4-9, 2019. <https://repository.lib.ncsu.edu/bitstreams/1bfd379b-55ae-42e9-afbb-8d8f5c9f4570/download>.

²² EDF, *Load Following EDF Experience Feedback*. IAEA Technical Meeting - Load Following Sept 4-6, 2013, Paris.

²³ Cf. réf. 16 et réf. 22.

²⁴ Morilhat P. et al., *Nuclear Power Plant Flexibility at EDF* (2019). <https://edf.hal.science/hal-01977209/document>.

²⁵ Casabianca J., *Rapport de l'inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection*. IGSNR, 15-01-2025. [Extraits : « les variations de charge ne sont pas sans risque sur la sûreté du système électrique (dont le blackout) ni sans contrainte sur le fonctionnement de nos installations. À long terme, elles remettent en cause le modèle économique. (...) 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. »].

changement officiel de discours sur les impacts du suivi de charge sur la longévité des réacteurs nucléaires, longtemps confidentiels ou niés, est de limiter ce suivi de charge à l'avenir pour des raisons d'économie de coûts, de sûreté nucléaire en bridant l'essor des énergies renouvelables électriques variables (éolien, PV), au détriment des solutions durables et pertinentes (cf. [section 3](#)) ;

- la *baisse du facteur de charge* estimée à 2% et l'*augmentation des arrêts fortuits* de l'ordre de 0,6% pour les réacteurs opérant en suivi de charge²⁶, entraînant une *perte commerciale* certaine et des *coûts supplémentaires* de maintenance ;
- le *relâchement accru d'effluents radioactifs* dans les eaux de refroidissement (en particulier le *tritium* hautement radioactif et biologiquement préoccupant ^3H , issu de la fission ternaire des noyaux de bore ^{10}B après capture d'un neutron²⁷, et de la désintégration après capture d'un neutron des noyaux de lithium ^6Li de la lithine LiOH utilisée pour compenser l'acidité de l'acide borique²⁸), et dans l'atmosphère (en particulier le xénon, gaz rare non piégeable dans les filtres). Les volumes d'effluents radioactifs issus du circuit primaire augmentent en effet avec le suivi de charge, particulièrement en fin de cycle combustible, pour éliminer le bore en surplus, entraînant avec lui les produits de fission passés dans le circuit primaire du fait de la perte d'étanchéité accrue des barres de combustible par IPG²⁹ ;
- la réduction des marges de sécurité lors de transitoires accidentels sur les réacteurs opérant en suivi de charge³⁰.

Enfin, une conséquence importante de la difficulté de moduler la puissance du parc nucléaire au-delà de la plage 35 GW_e – 50 GW_e est l'apparition de prix spot day-ahead négatifs sur le marché de l'électricité ou au contraire très élevés pendant des durées croissantes, ainsi que l'écrtage croissant très préjudiciable des productions électriques renouvelables françaises (éolien et PV)³¹.

3. Conséquences pour la transition des mix électrique et énergétique

Les limitations du parc nucléaire actuel inhérentes à la manœuvrabilité pour le suivi de charge étudiées ci-dessus (relâchement d'eaux boriquées³², fissuration de gaines combustible par interaction pastilles-gaine avec contamination du circuit primaire, vieillissement thermique sous contrainte des pressuriseurs et générateurs de vapeur, etc.)³³ devraient être *a priori* de plus en plus sévères techniquement et économiquement si l'on ne change pas la structure actuelle du système énergétique français. Elles pourraient

²⁶ Cf. réf. 16.

²⁷ $^{10}\text{B} + ^1_0\text{n} \rightarrow ^3_1\text{H} + 2\ ^4_2\text{He}$.

²⁸ $^6\text{Li} + ^1_0\text{n} \rightarrow ^3_1\text{H} + ^4_2\text{He}$.

²⁹ IAEA, *Non-baseload Operation in Nuclear Power Plants: Load Following and Frequency Control Modes of Flexible Operation*. IAEA NUCLEAR ENERGY SERIES No. NP-T-3.23, 2018, Vienna.
<https://www.iaea.org/publications/11104/non-baseload-operation-in-nuclear-power-plants-load-following-and-frequency-control-modes-of-flexible-operation>.

³⁰ Cf. réf. 22.

³¹ RTE, *Bilan électrique 2024 – Rapport complet*. <https://assets.rte-france.com/analyse-et-donnees/2025-05/BE2024%20-%20Rapport%20Complet.pdf>.

³² *Eau boriquée* (ou eau borée) : solution aqueuse d'acide borique (18 à 20 %) utilisée en cas de situation d'urgence nécessitant l'arrêt rapide de la réaction neutronique en chaîne pour réduire très fortement la puissance dégagée par les réactions de fission nucléaire au sein du cœur combustible d'un réacteur. Le noyau de bore B10 est en effet un puissant neutrophage (il absorbe très fortement les neutrons lents).

³³ Cany C. et al., *Nuclear power supply: Going against the misconceptions. Evidence of nuclear flexibility from the French experience*. Energy 151 (2018) 289-296. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.064>.

en outre accroître la baisse du facteur de charge moyen du parc et la hausse concomitante du prix du MWh nucléaire, accélérer encore le vieillissement du parc nucléaire actuel³⁴, les arrêts intempestifs ou programmés des réacteurs les plus fragilisés, et augmenter les risques de rupture de cuves nucléaires par chocs froids sous pression accidentels³⁵.

La modularité d'ensemble du parc nucléaire est le moyen principal utilisé actuellement pour limiter la profondeur de modulation par réacteur opérant en suivi de charge. En effet, si l'on considère d'une part les variations peu prédictibles de puissance électrique appelée sur le réseau par l'ensemble des consommateurs en France, ou les variations plus prédictibles de puissance électrique produite par l'ensemble du parc éolien et photovoltaïque d'autre part, il est nécessaire de moduler à la hausse ou à la baisse environ 15 GW_e en quelques heures, en assurant les services de réglage primaire de fréquence (environ 520 MW_e de réserve primaire en France, 3000 MW_e pour l'Europe), ce qui représente un taux de modulation moyen d'environ 0,8% P_n /min pour 30 réacteurs opérant ensemble en suivi de charge, valeur certes encore raisonnable mais au-dessus du taux de 0,5% P_n /min des séquences usuelles « 12-3-6-3 ».

Pour limiter une modulation croissante du parc nucléaire actuel à l'avenir, afin de préserver au maximum sa capacité de production pendant la transition énergétique jusqu'à son démantèlement complet, plusieurs stratégies économiquement compétitives et techniquement performantes peuvent être envisagées.

Hormis le recours à une production d'hydrogène assez problématique (cf. [section 1](#)), plusieurs solutions robustes sont envisageables et peuvent être combinées pour prévenir ces risques :

- *la généralisation des techniques automatiques et intelligentes de **flexibilité de la demande électrique*** par programmation des équipements (électroménager, chauffage de l'eau chaude sanitaire, pompes à chaleur ; pilotage des charges directes de batteries des véhicules aux heures de faible demande et de forte production photovoltaïque et éolienne, etc.). L'effet principal de cette mesure est l'écrtage des pointes et de creux de consommation électrique d'une part, et la synchronisation des consommations d'électricité aux moments de production maximale d'électricité EnR variable, beaucoup plus économique ;
- *l'amélioration de l'**efficacité énergétique*** (isolation et rénovation thermique globale des bâtiments ; remplacement des chauffages électriques par des pompes à chaleur de coefficient de performance élevé ; remplacement des lampes halogènes et sodium par des éclairages à LEDs ; mise à niveau des moteurs et génératrices électriques ; gestion automatique efficace des serveurs de réseaux numériques et des centres de données³⁶ ; etc.) et *l'extension des mesures de **sobriété collective*** (diminution ou suppression des éclairages de nuit des routes, autoroutes, rues, commerces, bureaux ; diminution des consignes de chauffage à 19°C le jour et 15°C de nuit en hiver ; relèvement des consignes de climatisation à 26°C en été ; etc.). L'effet premier de cette mesure est l'élimination des pointes de surconsommation électrique d'hiver et de nuit, qui nécessitent de grandes profondeurs de modulation et entraîne souvent des importations coûteuses d'électricité ;
- *le déploiement des stockages électriques* par nouvelles stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), par stations de batteries électrochimiques (prioritairement sodium-ion, puis lithium-ion et

³⁴ De Larochelambert T., *Sûreté, démantèlement et prolongation de fonctionnement des réacteurs nucléaires & transition énergétique*. In Sûreté et sécurité des installations nucléaires civiles, 2020, p 85-147. Editions Mare & Martin, Droit de la sécurité et de la défense. Direction Muriel Rambour. ISBN 978-2-84934-536-8. <https://www.mareetmartin.com/livre/surete-et-securite-des-installations-nucleaires-civiles>. (Extraits principaux dans *Vieillissement des aciers sous irradiation - Risque de rupture des cuves des réacteurs nucléaires*, 2020. <https://global-chance.org/Vieillissement-des-aciers-sous-irradiation>).

³⁵ De Larochelambert T., *Étude des risques de rupture de cuves nucléaires irradiées âgées par chocs froids sous pression accidentels*. Risques, Etudes et Observations 2024-2 (2024). <https://www.riseo.cerdacc.uha.fr/2024-2/>.

³⁶ Orgerie A-C, Lefèvre L (2020). *Le vrai coût énergétique du numérique*. Pour La Science 518, 48-59. <https://www.pourlascience.fr/sd/environnement/le-vrai-cout-energetique-du-numerique-20490.php>.

redox-flow), par charge-décharge des véhicules électriques en modes V2G (*vehicle-to-grid*)³⁷ et V2B (*vehicle-to-building*)³⁸. L'objectif est de lisser efficacement les pointes de début et de fin de journées en particulier, tout en décarbonant rapidement et efficacement le transport routier ;

- *l'installation d'unités de co- et tri-génération* (biogaz, hydrogazéification de déchets de biomasse, biogaz, gaz de synthèse renouvelables) couplées aux réseaux de chauffage et de froid, et l'extension de ces réseaux. Le but est d'éliminer très rapidement l'utilisation du gaz naturel fossile et importé, et d'accroître les capacités de flexibilité électrique du mix français ;
- *la production croissante de **chaleur renouvelable directe*** (solaire thermique, géothermie de surface, géothermie profonde), avec déploiement simultané des réseaux de chaleur-froid 4G et 5G³⁹ et intégration étendue dans les bâtiments individuels et collectifs non raccordés aux réseaux de chaleur. L'objectif est de baisser fortement les surconsommations électriques d'hiver, difficiles à moduler, tout en éliminant les consommations encore importantes de combustibles fossiles liés au chauffage ;
- *la fermeture planifiée et concomitante des réacteurs nucléaires les plus fragilisés*, pour prévenir les risques d'accidents nucléaires graves, relever le facteur de charge des réacteurs restés en service tout en diminuant leur taux de modulation grâce aux marges de flexibilité et de productions pilotables, et en abaissant le coût général du parc nucléaire restant.

Dans cette perspective, la *politique de prolongation de service jusqu'à 50 ou 60 ans et/ou de fermeture programmée des réacteurs nucléaires les plus âgés et surtout les plus fragilisés* doit être questionnée sous ses différents aspects (prise de décision, mise en œuvre, coûts, gestion des réseaux électriques, etc.) en fonction des données scientifiques internationales les plus récentes et les plus solides.

L'avantage de la stratégie décrite ci-dessus est de pourvoir à la modernisation et à l'efficacité non seulement du système électrique de la France mais aussi de tout son système énergétique, à sa soutenabilité écologique et climatique, à sa résilience par rapport aux menaces climatiques et géopolitiques croissantes, tout en déployant l'ensemble des énergies renouvelables nationales et locales et leur tissu d'emplois pérennes, et en éliminant rapidement et massivement les coûts d'importation des combustibles fossiles et fissiles, qui représentent une dépendance géopolitique devenue intolérable vis-à-vis de puissances étrangères peu démocratiques, voire totalitaires.

Cette stratégie laisse ouverte la question du « nouveau nucléaire » (EPR2, SMRs) en questionnant sa pertinence et son utilité réelle, au vu des gains socio-économiques, énergétiques, écologiques et géopolitiques obtenus.

³⁷ Bibaka B, Hatice Tekiner-Moğulkoç (2021). *A comprehensive analysis of Vehicle to Grid (V2G) systems and scholarly literature on the application of such systems*. Renewable Energy Focus 36, 1-20, <https://doi.org/10.1016/j.ref.2020.10.001>.

³⁸ Lo KY, Yeoh JH, Hsieh IYL (2023). *Towards Nearly Zero-Energy Buildings: Smart Energy Management of Vehicle-to-Building (V2B) Strategy and Renewable Energy Sources*. Sustainable Cities and Society 99, 104941, <https://doi.org/10.1016/j.scs.2023.104941>.

³⁹ Lund H, Østergaard PA, Nielsen TB, Werner S, Thorsen JE, Gudmundsson O et al. (2021). *Perspectives on fourth and fifth generation district heating*. Energy 227, 120520, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120520>.