

# ETUDE SUR LA MODULATION

## IMPACTS INDUSTRIELS, ORGANISATIONNELS ET SOCIAUX

Rapport - 16 février 2026

### Table des matières :

1. Point de situation .....	2
2. Les impacts techniques et organisationnels liés à la modulation des unités de production nucléaire .....	13
3. Contraintes industrielles et limites techniques .....	40
4. Analyse de l'impact de la modulation sur les parcs hydraulique et thermique d'EDF ..	54

# 1. Point de situation

Depuis sa mise en exploitation, le parc nucléaire d'EDF contribue à la fourniture d'une électricité compétitive et décarbonée aux consommateurs français, tout en assurant un large éventail de services au système électrique nationale et européen.

L'électricité demeurant une énergie difficile à stocker, sa flexibilité, combinée avec celle du parc hydraulique et des moyens de production thermique dits de « pointe », permet d'adapter le niveau de production aux variations de la consommation, des échanges aux frontières (eux-mêmes conditionnés par les équilibres entre l'offre et la demande chez nos voisins et la compétitivité relative des offres de production au niveau européen) et, depuis une période récente, à la production de l'éolien et du photovoltaïque. Cette spécificité du parc nucléaire français, unique au monde, lui permet de répondre aux différents besoins du système électrique tout en assurant de l'ordre de 70% de la production électrique nationale.

On a pour habitude de regrouper sous le terme générique de modulation tout fonctionnement à une puissance inférieure à sa puissance maximale disponible d'un réacteur (fonctionnement à puissance réduite ou arrêt du réacteur, en dehors des arrêts pour rechargement du combustible, maintenance ou fortuit, ou encore des limitations liées aux contraintes environnementales ou réglementaires), qu'il s'agisse du fonctionnement programmé par EDF ou à la demande de RTE afin d'assurer l'équilibre du système électrique. Si des épisodes de modulation ont toujours existé, on constate aujourd'hui une très forte augmentation de leur nombre et de leur intensité, ainsi qu'une évolution de leur profil.

## 1.1. Pourquoi le parc nucléaire est-il amené à moduler ?

EDF s'organise et fixe les périodes d'arrêt pour maintenance et rechargement des réacteurs en sorte de maximiser la disponibilité du parc nucléaire au moment où les besoins de production d'électricité sont les plus importants, notamment en hiver, ce qui optimise la valeur de son fonctionnement au bénéfice de la collectivité.

La production du parc nucléaire, comme celle de tous les moyens flexibles, doit s'adapter pour répondre, dans le respect de la préséance économique, à la demande résiduelle, c'est à dire à la demande à laquelle on soustrait la production dite « fatale » (celle qui n'est pas arrêtée : l'hydraulique fil de l'eau qui ne saurait être déversée, certaines cogénérations, l'éolien et le photovoltaïque non pilotable, et les centrales nucléaires dont le fonctionnement s'impose pour raison de sûreté (dont la nécessité d'épuiser suffisamment le combustible avant le prochain arrêt) ou à la demande de RTE). La sollicitation des moyens pilotables se fait de la centrale dont le coût variable est le moins élevé à celle dont le coût variable est le plus élevé (soit les énergies renouvelables variables pilotables de coût variable nul, puis le nucléaire, puis le thermique fossile ou l'hydraulique flexible faisant les derniers ajustements) en sorte de répondre à la demande.

Les périodes de faible demande résiduelle sont concentrées principalement au printemps et en été, ces périodes sont privilégiées pour la planification des arrêts des réacteurs, ce qui réduit les besoins de modulation.

Compte tenu du poids du nucléaire dans le mix électrique français, la modulation est nécessaire pour contribuer à assurer à chaque instant de la journée, hiver comme été, l'équilibre entre production et consommation. Le parc nucléaire français a ainsi été conçu pour être exploité de manière flexible, ce qui s'est traduit par exemple par l'ajout de grappes de commandes supplémentaires par rapport à un design standard. Ainsi, chaque réacteur possède la capacité de faire varier rapidement son niveau de puissance entre un minimum technique et sa puissance maximale. Une fois les réacteurs abaissés à leur minimum technique, soit 20% de leur puissance nominale, et lorsque les baisses de charge ne suffisent pas, des arrêts courts de certains réacteurs sont nécessaires pour réduire la production nucléaire au niveau résiduel voulu. Les réacteurs peuvent ainsi s'arrêter complètement mais, pour des raisons de pilotage neutronique du cœur, la durée d'un arrêt au cours d'un cycle de production ne peut être de moins de 24 heures.

Cette modulation, spécificité du parc nucléaire français, est mise en œuvre depuis les années 1980, dans le respect de règles d'exploitation définies pour chaque palier technologique (900 MW, 1300 MW, 1450 MW, EPR), de l'avancement du réacteur dans son cycle combustible, ou encore d'éventuelles contraintes techniques ou limites environnementales. Ainsi, un réacteur nucléaire (en dehors de ceux en fin de campagne combustible ou soumis à des contraintes techniques particulières) peut rapidement ajuster sa puissance de fonctionnement (passage en 30 minutes environ de sa puissance maximale à 20% de cette puissance).

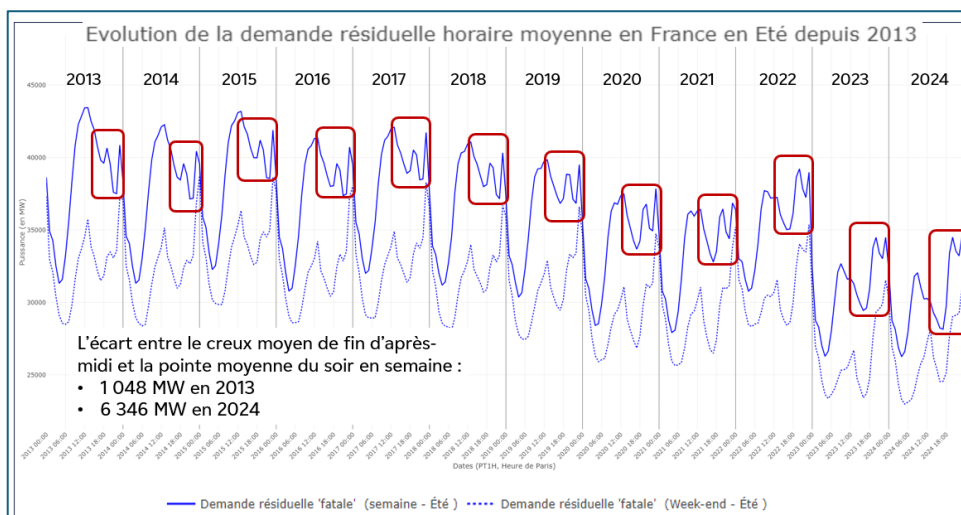
En pratique, le parc peut être amené à moduler pour plusieurs raisons :

**a. Pour contribuer à l'équilibre « P=C » (production = consommation)**

Rappelons que la production d'électricité doit en permanence être égale à la consommation (« P = C ») afin d'assurer l'équilibre et le bon fonctionnement et la stabilité du système électrique. La responsabilité de cet équilibre incombe à RTE. Les acteurs de marché sont fortement incités à contribuer à la réalisation de cet équilibre par le dispositif de « responsabilité d'équilibre » lequel les incite financièrement à ce que la production de leurs installations, complétée par leurs achats en gros, correspondent au mieux à la consommation de leur portefeuille de clients, complété de leurs ventes en gros. Les producteurs peuvent ajuster la programmation de leurs installations jusqu'à une heure avant l'échéance temps réel, délai au-delà duquel RTE prend la main sur la production des centrales pour assurer l'équilibre offre demande en temps réel en ajustant, au besoin, leur programme via le mécanisme d'ajustement ou dans le cadre des différents types de contrats de réserve. Les variations de production du parc nucléaire sont ainsi pour une large partie d'entre elles programmées par EDF et pour partie activées par RTE dans le cadre des instruments de gestion de l'équilibre offre/demande à l'approche du temps réel et en temps réel dont il dispose.

Le besoin de production est ainsi directement dépendant du niveau de consommation physique. Si l'addition de l'offre de production à coût variable nul et du nucléaire dépasse la demande en France, complétée des échanges aux frontières, le nucléaire module ; on parle alors de modulation pour absence de débouchés économiques.

Ainsi, en période de forte production d'énergie renouvelable et/ou de demande faible, la demande résiduelle se trouve fortement réduite et les centrales nucléaires sont amenées, dans le respect de la préséance économique et des contraintes d'exploitation, à fonctionner à puissance réduite, voire à s'arrêter. La baisse de la demande en électricité observée depuis la crise énergétique (portée par la sobriété des consommateurs, les actions d'efficacité énergétique et une baisse de la consommation industrielle) se maintient et ce malgré un retour des prix sur les marchés de gros à des niveaux d'avant crise. Dans ce contexte de demande atone et de disponibilité du parc conforme à ses performances historiques, la croissance rapide de l'offre de production photovoltaïque et éolienne observée depuis deux ans a conduit à une très forte augmentation de la modulation pour absence de débouchés économiques.



Il importe de souligner que, à contraintes techniques fixées, cette modulation s'impose à l'entreprise dans le cadre du fonctionnement des marchés et dans le respect de l'intérêt social de l'entreprise. L'obligation pour EDF de moduler la production du parc nucléaire est en effet la conséquence directe du respect à la fois de l'équilibre offre/demande physique et de la préséance économique des moyens de production, qui sont deux impératifs incontournables : la production répond aux besoins des consommateurs et les offres des producteurs se doivent de refléter leurs coûts et leurs contraintes (voir encadré).

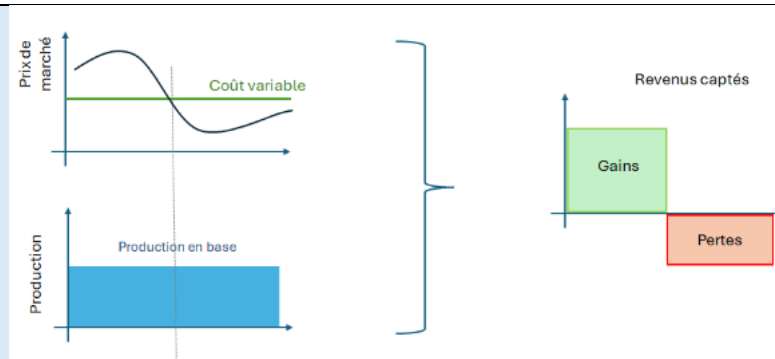
Par ailleurs, les ajustements sollicités par RTE dans le cadre du mécanisme d'ajustement (le gestionnaire de réseau prend la main sur la programmation des centrales dans la dernière heure avant le temps réel) entrent conventionnellement également dans cette catégorie, même si certains relèvent de problématiques différentes (résolution de contraintes locales de tension ou de transit).

### Principe de rémunération d'un actif de production d'électricité

Un actif de production est caractérisé par des coûts fixes et des coûts variables de fonctionnement. Pour une centrale nucléaire, comme pour d'autres centrales thermiques (gaz, fioul, charbon...), les coûts variables de fonctionnement sont les coûts de consommation du combustible et, le cas échéant, des permis d'émission de CO<sub>2</sub> associés et des coûts directement liés au nombre de démarrages ou aux durées de fonctionnement des équipements (maintenance préventive conditionnelle ou maintenance basée sur l'usage).

Lorsque la centrale est disponible, les revenus captés par son fonctionnement sont proportionnels au volume d'énergie produit et aux prix de marché ; déduction faite des coûts variables, ils donnent lieu à une marge brute qui contribue à la couverture des coûts fixes de la centrale (encourus indépendamment de son fonctionnement). Pour que la marge brute soit positive, il faut que le prix capté soit supérieur au coût variable de fonctionnement de la centrale.

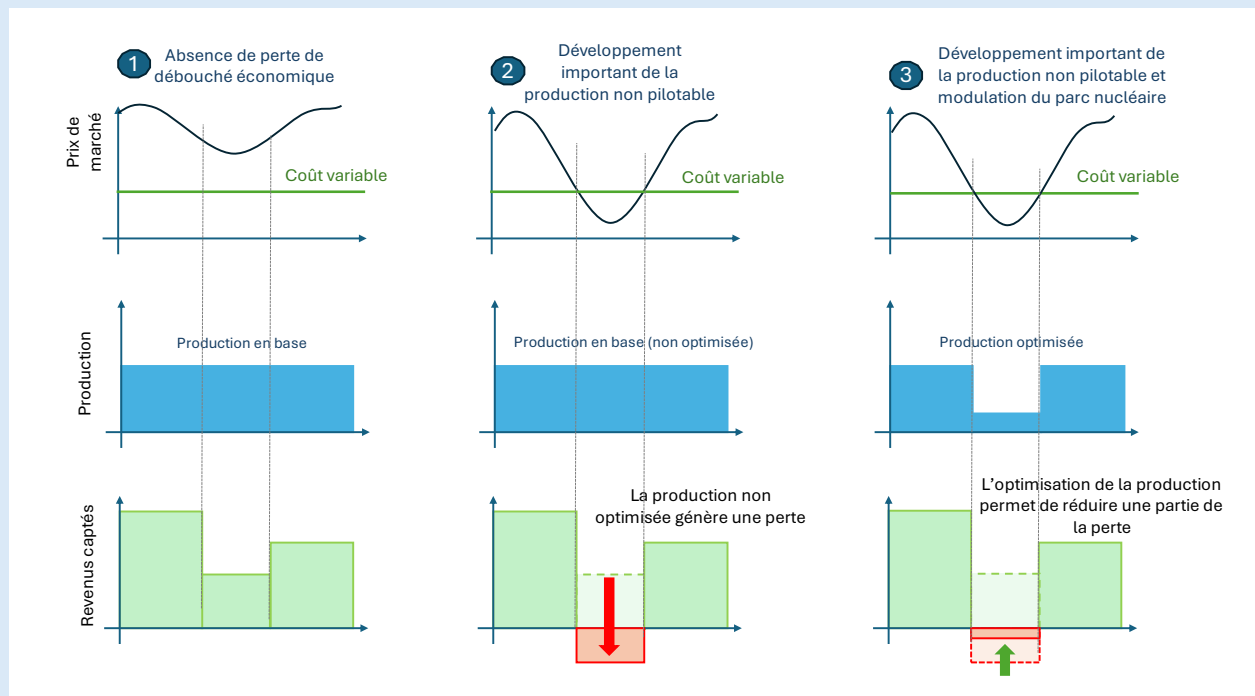
Les producteurs sont ainsi incités à offrir leur production sur le marché la veille pour le lendemain à son coût variable. Ainsi il résulte de la rencontre de l'offre et de la demande la sélection des offres répondant à la demande au moindre coût et le prix du marché spot qui reflète le coût marginal de production (i.e. le coût variable du dernier moyen sollicité pour répondre à la demande). La marge brute captée par les moyens de production sollicités qui présentent tous un coût variable inférieur ou égal au prix spot est ainsi structurellement positive et maximisée. La programmation effective du fonctionnement des moyens de production par les producteurs assise sur ces fondements pourra en pratique être ajustée jusqu'à une heure avant le temps réel, en fonction de l'évolution des conditions d'offre-demande reflétée sur les marchés de court terme.



A défaut d'un mécanisme de rémunération spécifique, pour assurer l'équilibre économique de son installation, l'exploitant doit couvrir l'ensemble de ses coûts fixes et variables grâce aux revenus captés par la vente de sa production.

On peut illustrer dans l'exemple ci-après les conséquences dans les différents cas.

1. Lorsque que sa production n'est pas contrainte par l'absence de débouchés économiques, les prix de marché sont supérieurs aux coûts variables. L'exploitant capte une marge positive et fait fonctionner sa centrale au maximum de sa disponibilité.
2. En périodes de débouchés économiques limités, caractérisées par des prix de marchés inférieurs aux coûts variables, la production s'ajuste aux débouchés économiques. Produire au maximum génèrerait des pertes pour l'exploitant.
3. Comme tout acteur économique rationnel, un producteur arrête ou réduit la production de son installation (modulation) sur les périodes de prix plus bas que ses coûts variables dès lors que baisser (ou arrêter) engendre des coûts inférieurs à ceux occasionnés en ne baissant pas (en ne s'arrêtant pas).



La modulation consiste donc à éviter de produire en occasionnant des pertes lorsque les prix de marchés sont inférieurs au coût variable de fonctionnement de la centrale. Un producteur peut néanmoins y être amené durant quelques heures si une baisse ou un arrêt doit avoir une durée minimale ou occasionnerait des coûts supérieurs à celui du fonctionnement.

Bien entendu les décisions de variations du niveau de production des réacteurs nucléaires qui interviennent dans le cadre de l'optimisation économique de la gestion des actifs d'EDF sont prises dans le respect des contraintes de sûreté qui priment sur les enjeux économiques.

#### **b. Pour la gestion du combustible en cœur**

Tous les 12 à 18 mois environ en fonction des paliers technologiques (900 MW, 1300 MW, 1450 MW, EPR), une partie du combustible en cœur doit être remplacée lors des arrêts pour rechargement, par quart ou par tiers. La planification de ces arrêts dépend d'un ensemble de contraintes techniques (notamment celles liées à l'épuisement du combustible), réglementaires (réexamens périodiques, épreuves hydrauliques de certains équipements) et industrielles (disponibilité des ressources internes et externes, contraintes intra-sites ou inter-sites). Elle maximise la disponibilité du parc nucléaire en hiver lors des périodes de plus forte demande, ce qui optimise la valeur de son fonctionnement, au bénéfice de la collectivité. Elle tient compte également des perspectives de débouchés limités afin d'éviter autant que possible les situations coûteuses de sous-utilisation du combustible et de respecter les contraintes de sûreté liées à la nécessaire utilisation d'un volume minimal de combustible pendant chaque cycle d'exploitation.

Cette planification optimisée des arrêts peut conduire EDF à espacer certains arrêts de sorte que des périodes de fonctionnement à puissance réduite ou des arrêts soient ensuite nécessaires pour économiser le stock de combustible en cœur, car un fonctionnement continu à pleine puissance jusqu'à l'arrêt pour rechargement suivant ne serait pas possible.

Pour ces centrales, EDF s'assure que la modulation pour économie combustible (dite « écoK », par baisse de puissance ou par arrêt) est réalisée au moment le plus opportun pour le système électrique et en l'occurrence lorsque les prix sont bas et que la demande résiduelle est faible, et ainsi que le combustible en réacteur soit utilisé au moment où la production a le plus de valeur.

En pratique, cette décision d'utilisation du stock limité de combustible en réacteur au meilleur moment est faite en calculant sa valeur d'usage (qui permet de le positionner au jour le jour dans l'ordre de préséance économique et ainsi de son utilisation immédiate ou future) ce qui permet in fine la minimisation du coût de satisfaction de la demande au bénéfice des consommateurs.

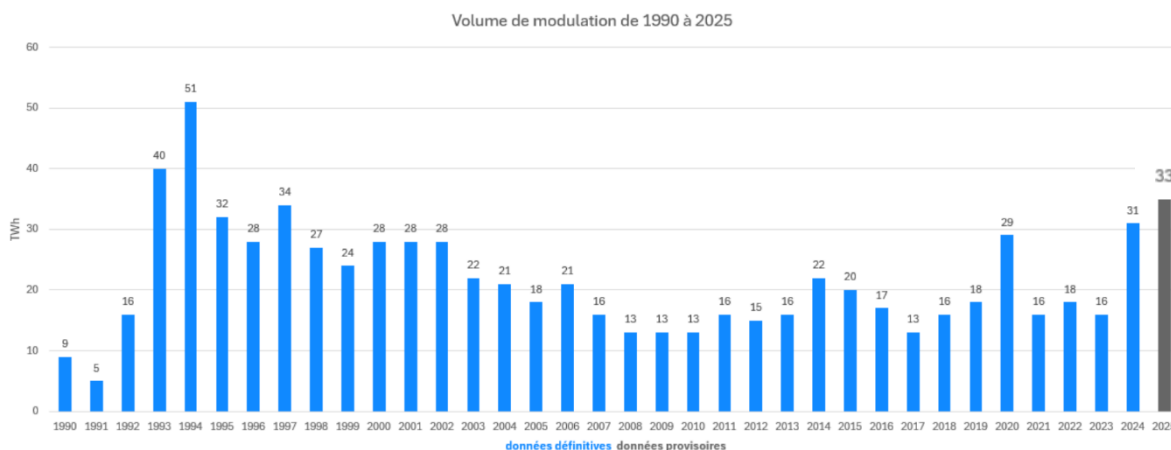
Dans un contexte de développement de l'offre renouvelable et de demande atone, EDF est conduit à devoir anticiper des situations plus fréquentes de débouchés limités. Ainsi, si la demande résiduelle diminue, cette situation sera intégrée progressivement dans le planning et affectera la gestion du combustible en cœur et les volumes de modulation pour « économie combustible » seront amenés à augmenter car, pour des raisons de sûreté, il n'est pas autorisé de planifier un arrêt pour rechargement avant qu'une quantité minimale de combustible n'ait été consommé.

#### **c. Pour contribuer au réglage de la fréquence du réseau (Services Système Fréquence)**

Pour assurer le réglage de la fréquence et la maintenir la plus proche possible de sa valeur nominale de 50 Hz, le gestionnaire du réseau RTE contractualise avec les différents acteurs (producteurs, exploitants de batteries, acteurs d'effacement) pour la fourniture des « services système », en l'occurrence une capacité à augmenter ou à baisser rapidement, en temps réel, la puissance injectée ou soutirée. La fourniture de ces « services système » est rémunérée. Le parc de production nucléaire peut dans ce cadre être amené à baisser sa puissance pour apporter au système électrique une capacité à la ré-augmenter rapidement pour assurer l'équilibre du réseau en cas d'augmentation de la consommation (on parle de réserve à la hausse).

## 1.2. La modulation n'est pas un phénomène nouveau mais ses causes ont évolué dans le temps

Depuis sa mise en service, le parc nucléaire a toujours modulé comme le montre la figure 1 ci-dessous, qui présente les volumes annuels de modulation constatés au cours des 35 dernières années.



33

Figure 1 Volume de modulation de 1990 à 2024

Néanmoins, s'agissant des causes à l'origine de ces volumes de modulation, trois périodes doivent être distinguées :

### a. De 1993 au début des années 2000 :

Cette période correspond à la mise en service des derniers réacteurs (fin du palier 1300 MW et palier 1450 MW), dans un contexte économique, réglementaire et géopolitique totalement différent de celui d'aujourd'hui. Le parc nucléaire atteint progressivement une capacité installée de 63 GW. Simultanément, la fin d'opérations de maintenance importantes (remplacement des couvercles de cuves) permet au parc d'augmenter sa disponibilité (mesurée par le coefficient de disponibilité  $K_d$ ). Face à cette augmentation rapide de la capacité de production, la consommation évolue plus lentement, ce qui conduit à une situation de surcapacité et à une modulation importante des centrales nucléaires. Celle-ci atteint un maximum historique à plus de 50 TWh en 1994. Par la suite, la surcapacité se résorbe progressivement, du fait d'une dynamique haussière plus marquée de la consommation française et du développement des interconnexions, permettant une hausse des exportations notamment lors des périodes de moindre demande. Ces différents effets sont illustrés par les trois graphiques de la figure 2 ci-dessous. Plusieurs ouvrages hydrauliques de type STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage) ont été construits lors de cette période, afin de limiter la modulation du parc nucléaire. Leur fonctionnement permet de pomper l'eau la nuit, en période de faible demande, vers les ouvrages de retenue afin de la turbiner en journée lorsque la consommation est plus importante. La capacité installée des STEP est aujourd'hui de 5 GW et les études d'opportunité réalisées montrent qu'un doublement de ces capacités en France est techniquement possible.

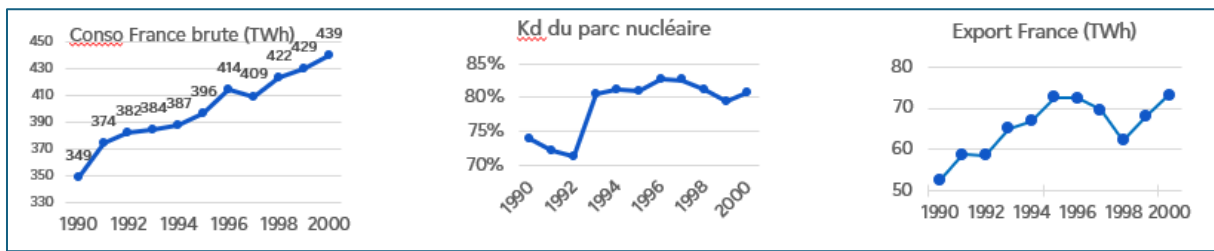


Figure 2 Consommation France, Kd du parc nucléaire et exports France de 1993 à 2004

### b. Du début des années 2000 à 2023 :

Sous l'effet de la hausse de la consommation, le système électrique français retrouve une situation globalement équilibrée. En l'absence de surcapacité significative, les volumes de modulation restent contenus de l'ordre de 15 à 20 TWh par an. En dehors de la période exceptionnelle de la pandémie de COVID-19 (année 2020, marquée par l'effondrement de la consommation et le bouleversement des plannings d'arrêts de tranche), on constate peu de modulation liée à l'absence de débouchés économiques.

### c. L'année 2024 :

L'année 2024 marque un tournant pour ce qui concerne la modulation du parc nucléaire. Au sortir des crises successives qui ont marqué le début des années 2020 (pandémie, conflit russo-ukrainien et crise énergétique, phénomène de corrosion sous contrainte), la consommation électrique reste 6 à 8% en deçà de son niveau moyen sur la période 2017-2019. Dans ce contexte de demande atone, la production renouvelable a continué à se développer à un rythme soutenu en France (entre 1 et 2 GW de puissance installée supplémentaire par an pour l'éolien terrestre et offshore et entre 3 et 5 GW par an pour le photovoltaïque sur la période 2019-2024, la production de ces deux filières passant de 45,8 TWh à 71,6 TWh) comme dans le reste de l'Europe, et particulièrement dans les pays voisins, contribuant à augmenter l'offre alors que le parc nucléaire retrouve un niveau de disponibilité en ligne avec ses performances historiques.

En résulte, en 2024, un volume de modulation particulièrement important de près de 31 TWh, consécutif à une augmentation de la fréquence et de la durée des périodes d'absence de débouchés économiques. Si 18 TWh de la modulation ont été programmés par EDF sous forme « d'économie combustible », près de 13 TWh de modulation ont été réalisées exclusivement en raison de manque de débouchés économiques. Ce volume important de modulation se confirme pour l'année 2025, avec un volume annuel de 33 TWh, en augmentation de 10% par rapport à l'année précédente. Ce volume important de modulation fait peser un risque de décalage de la date de début des arrêts pour rechargement en cas de non-respect du critère minimal d'épuisement du combustible. Ce type de situation reste aujourd'hui marginal (en 2024, le début de l'Arrêt pour Simple Rechargement en combustible de St-Alban 1 a dû être reporté de 1 jour pour cette raison) mais pourrait s'amplifier à l'avenir.

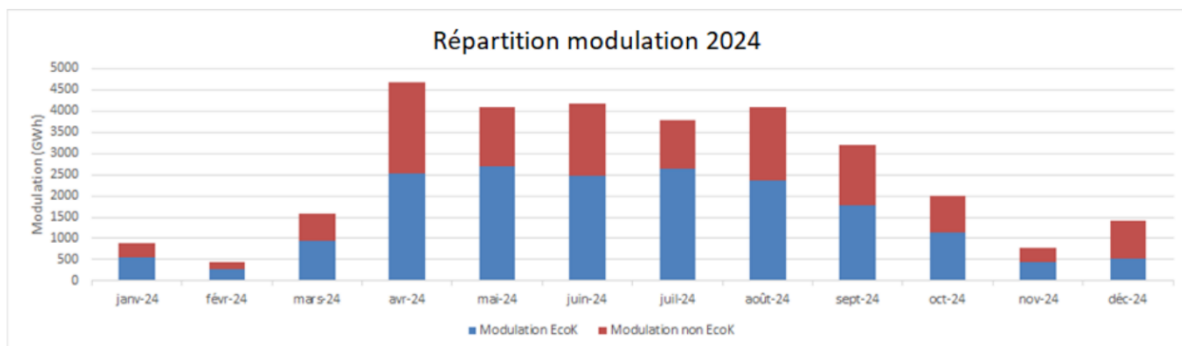


Figure 3 Répartition de la modulation en 2024



Il convient également de souligner que, dans le même temps et pour les mêmes raisons, les modalités de fonctionnement des parcs hydraulique et thermique d'EDF ont été grandement modifiées ces dernières années, avec une augmentation significative de la flexibilité demandée à ces installations. On constate ainsi une augmentation significative de la contribution aux services systèmes des Cycles Combinés Gaz (CCG) et des Turbines A Combustion (TAC). A titre d'exemple, le nombre d'arrêts/démarrages demandés aux CCG a doublé en 2025 par rapport aux années précédentes et leurs périodes de fonctionnement sont de plus en plus hachées. De la même façon, le temps de fonctionnement cumulé des STEP en 2025 a été nettement plus élevé que sur les années précédentes. L'ensemble de ces phénomènes a des conséquences significatives sur les organisations et sur les matériels, conduisant notamment à une usure accélérée de certains équipements<sup>1</sup>. Les premières estimations indiquent une augmentation à venir d'un facteur deux des budgets de maintenance. En conséquence, comme pour le parc nucléaire, EDF réalisera, au cours du premier semestre 2026, une étude spécifique des conséquences de cette flexibilité accrue demandée au parc thermique. L'étude permettra notamment d'affiner l'impact économique.

### 1.3. La nature de la modulation observée aujourd'hui est différente de celle observée historiquement

Comme évoqué plus haut, la modulation peut prendre plusieurs formes : une baisse de puissance pour la fourniture de Services Système (abrégé en SSY) au gestionnaire de réseau, une baisse de puissance (ou baisse de charge) ou un arrêt du fait d'économie combustible et/ou en l'absence de débouchés économiques. La figure 4 ci-dessous décompose les volumes annuels de modulation du parc nucléaire observés lors des 35 dernières années selon les trois catégories Arrêts, Baisse et Services Systèmes. On constate que la nature de la modulation observée en 2024 est très différente de la modulation historique. Le volume de modulation pour Services Système est beaucoup plus faible que pendant les années 1990 (4 TWh en 2024 contre 10 à 14 TWh dans les années 1990, car la réalisation de services systèmes a été en grande partie reportée vers d'autres moyens de production, thermiques notamment), et reste cohérent avec les valeurs observées depuis 2015. En revanche, le volume de modulation par baisse de charge et plus encore le volume de modulation par arrêt a globalement doublé par rapport aux volumes observés sur la décennie 2014-2023, et presque triplé par rapport aux volumes observés sur la décennie 2004-2013.

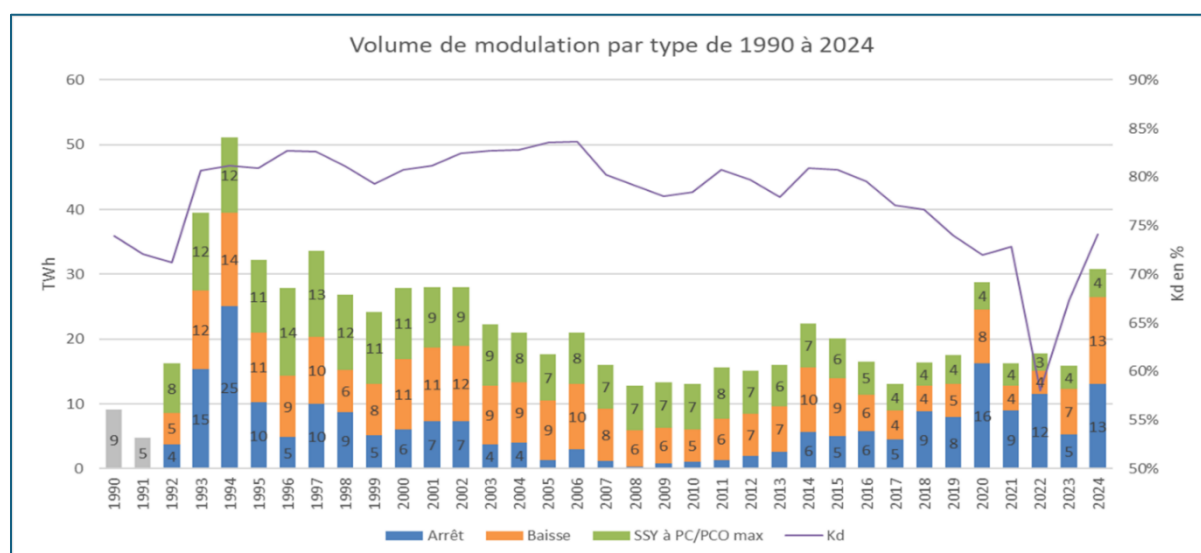


Figure 4 - Décomposition de la modulation par typologie de 1990 à 2024

<sup>1</sup> A titre d'exemple, la turbine à gaz du CCG de Blénod a dû être changée après 11.000 heures d'utilisation pour une durée de vie prévue de 22.000 heures

Par ailleurs, la forme infra-journalière de la modulation, c'est-à-dire la façon dont les volumes de modulation se répartissent en moyenne au cours des 24 heures de la journée, s'est profondément transformée comme l'illustre la figure 5 ci-dessous. En 2000, les périodes de modulation du parc s'observent majoritairement pendant la nuit alors qu'en 2024 apparaît de manière très nette un second pic de modulation, plus élevé, entre 11h et 17h (période de plus forte production des installations photovoltaïques). Le creux de consommation de la nuit continuant de s'accompagner d'une baisse de la production nucléaire, le parc est dorénavant sollicité pour baisser sa production sur deux périodes de la journée.

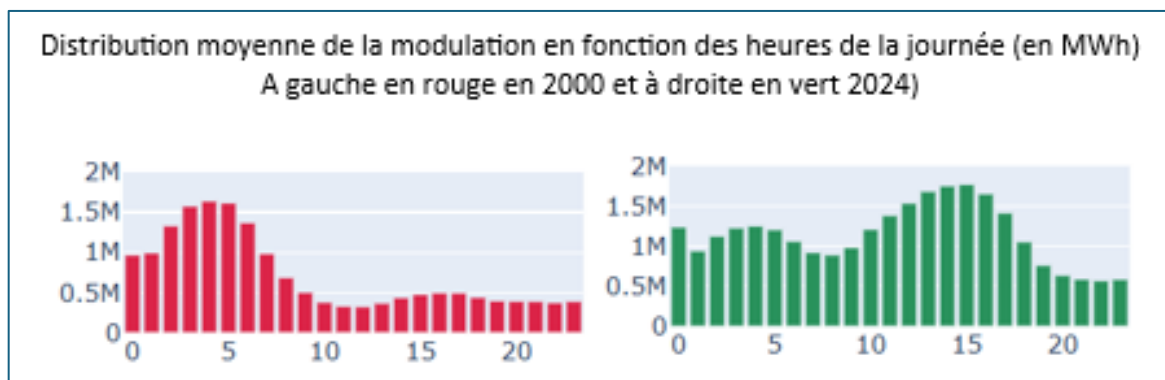


Figure 5 Distribution moyenne de la modulation en fonction des heures de la journée - 2000 et 2024

#### 1.4. Les perspectives de court terme conduisent à envisager une poursuite de l'augmentation de la modulation

Dans un contexte de demande atone (voir encadré) et de poursuite du développement des énergies renouvelables pouvant bénéficier de dispositifs de soutien, en France comme chez nos voisins européens, la fréquence et la profondeur des épisodes de modulation du parc nucléaire vont continuer à augmenter. Le développement de l'offre de production se poursuit rapidement et, d'ores et déjà, Enedis indique que la file d'attente des installations renouvelables en attente de raccordement et de mise en service est de l'ordre de 29 GW, ce qui, même en tenant compte d'un taux d'abandon des projets historiquement constaté, conduit à envisager une croissance de la puissance installée photovoltaïque supérieure à 5 GW par an dans les prochaines années, soit environ + 6 TWh/an.

A titre d'illustration, la modulation pour l'année 2025 s'établit à 33 TWh, et les simulations pour les années suivantes conduisent à une estimation d'une modulation de 42,5 TWh pour l'année 2028, en considérant une hypothèse de hausse modérée de la consommation. Ainsi, les gains sur la disponibilité du parc nucléaire ne se traduiront qu'en partie par une augmentation de la production, comme il convient de souligner que toute estimation de la modulation reste soumise à une fourchette d'incertitude.

	2024	2025	2026 p	2027 p	2028 p
<b>Modulation totale (yc SSY et mécanisme d'ajustement)</b>	30,9 TWh	33 TWh	35,6 TWh	37,5 TWh	42,5 TWh

Figure 6 - Estimations de modulation pour les prochaines années

## **La consommation électrique est répartie principalement en 3 grands secteurs**

Source : Ministères Aménagement du territoire, Transition écologique – 2024

- Résidentiel : 39%
- Tertiaire : 33%
- Industrie : 26%

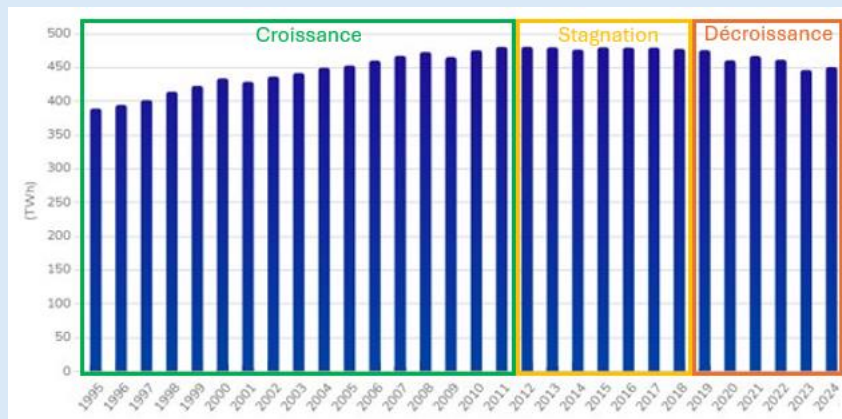
La consommation électrique par le transport reste plus marginale.

## **En France et dans les pays voisins la consommation a suivi 3 périodes**

Source : RTE, Consommation électrique avec correction des effets de la température et des années bissextiles (Corse incluse).

Depuis les années 1990, la consommation électrique a évolué en trois phases successives.

- Une croissance régulière liée à l'électrification des usages,
- Une stagnation à la suite de la crise économique de 2008 et
- Une décroissance depuis la pandémie de COVID-19 et la crise des prix de l'énergie en 2022 qui a suivi.



## **Les baisses impactent tous les secteurs**

En 2024, la consommation annuelle corrigée des effets climatiques est équivalente à celle observée 20 ans au préalable. La baisse est de - 6% à - 8% par rapport à une période de référence pré-crise [2017-2019]. Soit de l'ordre de -30 TWh sur la consommation France annuelle.

La baisse touche l'ensemble des secteurs. Elle est le résultat de l'effet conjugué d'une situation économique défavorable notamment dans l'industrie et d'un « effet sobriété » (économie d'énergies) à la fois dans le résidentiel et le tertiaire qui s'inscrit dans la durée. A noter notamment en 2024 la baisse de 13 % constatée sur les grands sites consommateurs raccordés au réseau de transport (source bilan prévisionnel RTE 2024).

Par ailleurs, une partie croissante de la consommation France présentés dans ce document est satisfaite directement par de la production photovoltaïque autoconsommée.

## **La consommation électrique satisfaite par l'autoconsommation issue du photovoltaïque est en croissance**

Depuis la crise des prix de l'énergie de 2022, le nombre d'installations photovoltaïques installées utilisées en autoconsommation, notamment chez les particuliers, a fortement cru. Ainsi, l'énergie globale autoconsommée issue du photovoltaïque est estimée à 3 TWh sur 2025 pour une puissance installée estimée à 4.7 GW, en hausse d'environ 1.3 TWh par rapport à 2024 et avec une augmentation prévisionnelle de 1 TWh par an sur l'horizon moyen-terme.

## 1.5. Des conséquences sur la gestion du système électrique et sur les relations avec RTE

RTE est garant du bon fonctionnement du système électrique français. Il doit à ce titre assurer le maintien de la fréquence et la tension dans des plages définies, et ce en tout point du réseau, en tenant compte des problématiques locales et des contraintes physiques (topologie du réseau, capacités de transits, gestion des flux...) et en intégrant les échanges avec les autres pays européens. Il s'appuie pour cela sur les actifs des différents acteurs du système électrique, parmi lesquels les centrales nucléaires, mais ses besoins et sollicitations peuvent s'écarter des intérêts des producteurs, en particulier économiques.

Pour cette raison, les relations entre RTE et EDF sont encadrées par un corpus contractuel :

- un ensemble de Règles de Marché, approuvées par la CRE ou le ministre chargé de l'énergie, régissent les mécanismes mis en place en application du Code de l'Énergie ou de la réglementation européenne (Règlement Electricité de 2019, Codes de réseau Raccordement, System Operations Guidelines ou Emergency & Restoration) pour assurer la sûreté du système électrique à tous les horizons de temps (mécanisme d'obligation de capacité, programmation, ajustement, réserves rapide et complémentaire, services système fréquence et tension) ;
- en complément, pour chaque installation raccordée au réseau de transport, trois contrats liés entre eux définissent les conditions techniques, financières et contractuelles du raccordement et de l'accès au réseau pendant toute la durée de son exploitation (Convention de Raccordement, Contrat d'Accès au Réseau public de Transport et Convention d'Exploitation et de Conduite) ;
- enfin, en complément de ces contrats obligatoires, EDF a souscrit au Contrat de Gestion Prévisionnelle qui définit les obligations réciproques d'EDF et de RTE en matière de coordination des indisponibilités des groupes de production et du réseau, ainsi qu'au Contrat Cadre des Accords en Amont du J-1, qui définit les modalités et les conditions par lesquelles EDF et RTE contractualisent des engagements portant sur un ou plusieurs groupes de production, associés à des besoins relatifs à la sécurité, la sûreté et l'efficacité du réseau.

Le développement de la production renouvelable, majoritairement raccordée au réseau de distribution et qui ne contribue que marginalement aux services de réglage de la tension ou de la fréquence, a conduit RTE à devoir imposer de plus en plus fréquemment le fonctionnement de certaines centrales nucléaires pour assurer la stabilité de certaines parties du réseau alors qu'EDF ne l'avait pas prévu. Par exemple, en demandant le maintien d'un réacteur couplé alors qu'EDF aurait souhaité l'arrêter faute de débouchés économiques pour sa production, comme cela a été encore récemment le cas au printemps et à l'été 2025 dans le Sud-Ouest. Le dispositif contractuel en place permet à EDF d'être indemnisé, et assure du même coup que RTE pourra arbitrer efficacement entre investissements dans les réseaux et coûts d'indemnisation des parties prenantes, au bénéfice de la collectivité.

RTE a cependant engagé plusieurs concertations visant à faire évoluer cet ensemble contractuel. Les évolutions envisagées risquent de faire peser sur EDF davantage de contraintes (notamment dans le placement des arrêts) et conduiraient à revoir les dispositifs de rémunération de certains services rendus au système par les machines synchrones (services système tension). De ce point de vue, il est déterminant que les dispositions prises assurent la minimisation des coûts pour le système en assurant donc que les arbitrages entre les solutions réseau et les solutions recourant aux sites de production soient pris de manière efficace. Plus largement, le parc nucléaire fournit des services à l'ensemble du système européen et notamment de l'inertie. Il semblerait nécessaire d'interroger la reconnaissance et la valorisation par les gestionnaires des réseaux de transport européens de ce service rendu.

## 2. Les impacts techniques et organisationnels liés à la modulation des unités de production nucléaire

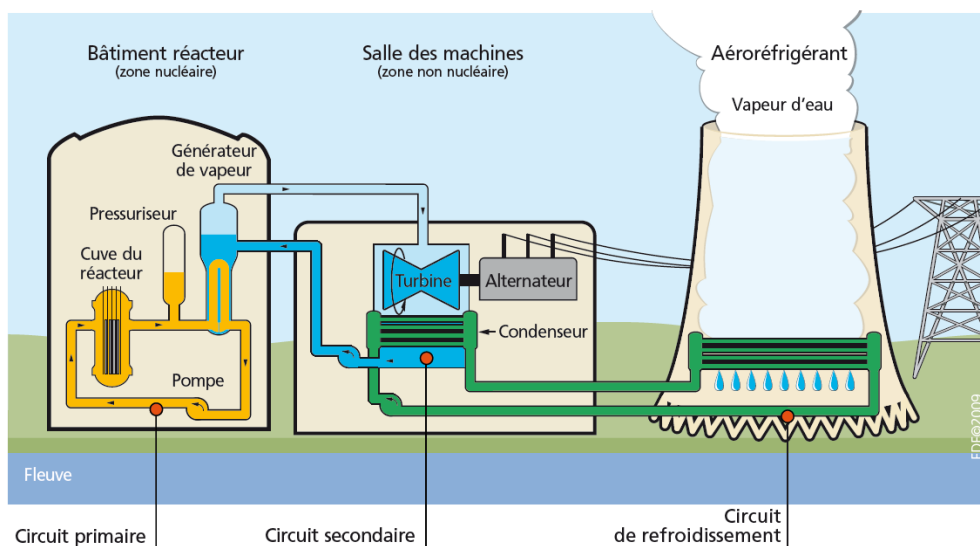
### 2.1 Les principes de fonctionnement d'une centrale nucléaire

Le fonctionnement des réacteurs nucléaires à eau pressurisée (REP) est basé sur trois circuits d'eau indépendants, qui opèrent des échanges thermiques en évitant toute dispersion de substance radioactive vers l'extérieur de la centrale.

Le Circuit primaire principal (CPP) est un circuit fermé qui assure la transmission par convection de la chaleur dégagée dans le cœur du réacteur aux générateurs de vapeur (GV). Il comprend la cuve du réacteur où se produit la réaction de fission nucléaire, les pompes primaires et les tuyauteries primaires qui assurent la circulation de l'eau, les tubes internes des générateurs de vapeur (échangeurs de chaleur placés entre le circuit primaire et le circuit secondaire) et un pressuriseur maintenant le circuit à une valeur de pression suffisante pour éviter la vaporisation de l'eau (155 bars en puissance pour une température moyenne de l'eau d'environ 300 °C).

Le circuit secondaire principal (CSP) est un circuit eau-vapeur, également fermé, chargé d'amener à la turbine, la vapeur produite dans les générateurs de vapeur. La vapeur, en faisant tourner la turbine du groupe turbo-alternateur, cède progressivement une grande partie de son énergie et permet ainsi, par la rotation de l'alternateur, la création du courant électrique sur le réseau. La partie restante (mélange d'eau et de vapeur) est ensuite complètement transformée en eau en traversant un échangeur à tubes appelé condenseur. L'eau est ensuite réinjectée dans les générateurs de vapeur par des pompes d'alimentation et repart pour un cycle.

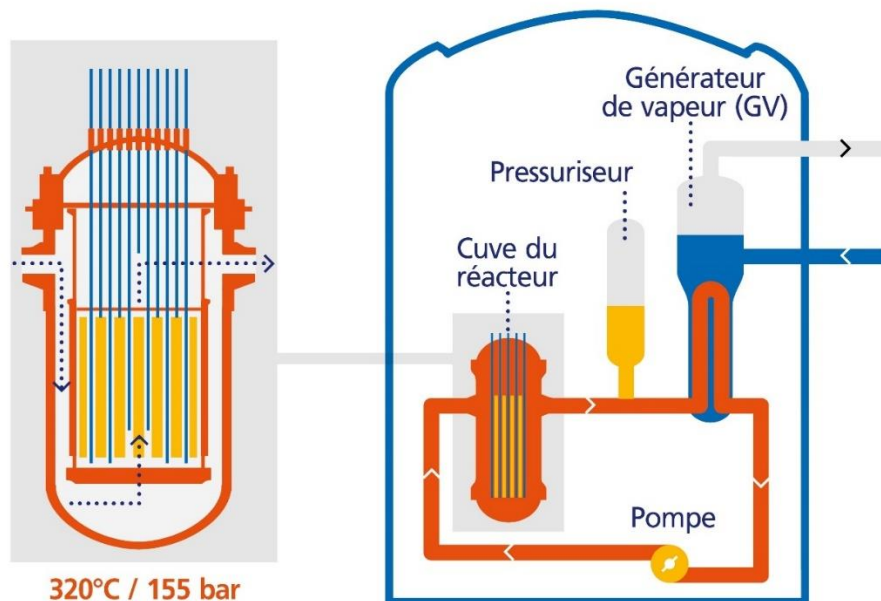
Le circuit de refroidissement du condenseur est le troisième circuit. En fonction des caractéristiques du site d'implantation de la centrale (bord de rivière, de fleuve, de mer ou d'estuaire), il peut être différent d'une centrale à une autre. Ainsi une centrale nucléaire peut être équipée ou non d'aéroréfrigérants.



La réaction de fission nucléaire permet une production de chaleur dans le cœur situé dans la cuve du réacteur. Cette chaleur est transférée du circuit primaire au circuit secondaire par échange thermique dans les générateurs de vapeur (GV).

Ce transfert de chaleur peut se représenter selon le schéma suivant :

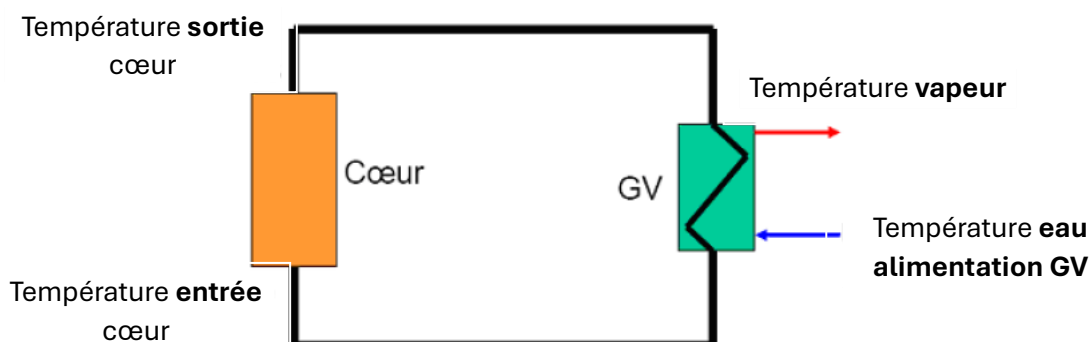
## CŒUR DU RÉACTEUR Contrôle de la réaction en chaîne



320°C / 155 bar

Les paramètres de fonctionnement en pression et température d'un réacteur nucléaire évoluent selon que le réacteur se trouve en phase d'arrêt ou de production. Ainsi sa température peut se situer entre 30°C et environ 300°C et sa pression peut évoluer entre la pression atmosphérique et 155 bars. En fonction du point de fonctionnement pression/température du réacteur, nous définissons plusieurs « états standards ». C'est dans ce cadre que nous définissons la notion d'arrêt à chaud et la notion d'arrêt à froid. L'arrêt à chaud correspond à l'état du réacteur juste avant d'être divergé<sup>2</sup> et d'entrer en phase de production tandis que l'arrêt à froid définit l'état où le réacteur est maintenu à une pression et une température beaucoup plus basses.

La modulation de la puissance délivrée par une unité de production peut faire varier l'ensemble de ses paramètres de fonctionnement. Ces variations de puissance vont avoir des effets sur le circuit primaire et le circuit secondaire différents selon leur amplitude que nous allons caractériser dans cette note.



<sup>2</sup> La divergence est le processus par lequel une réaction nucléaire en chaîne commence dans un réacteur. Cela se produit lorsque le nombre de neutrons produits par la fission d'un noyau fissile est supérieur au nombre de neutrons absorbés, permettant ainsi à la réaction de se maintenir et d'accélérer. Dans un réacteur, l'objectif est d'atteindre un équilibre où le nombre de neutrons absorbés est égal au nombre de neutrons consommés, ce qui permet de stabiliser la réaction

En termes de fonctionnement, la température moyenne ( $T_m$ ) du réacteur correspond à la moyenne entre la température à l'entrée et celle à la sortie du cœur. La puissance thermique générée par le cœur (appelée P1) doit être égale à la puissance échangée au niveau des GV (appelée P2).

La puissance P1 est directement proportionnelle à la différence de température entre l'entrée et la sortie du cœur.

La puissance P2 échangée au niveau des GV est directement proportionnelle à la différence entre la température moyenne du fluide caloporteur primaire ( $T_m$ ) et la température de la vapeur ( $T_v$ ) de sortie des GV. Plus l'écart est important entre  $T_m$  et  $T_v$ , plus la puissance échangée dans les GV est importante.

Lorsque la puissance du réacteur (P1) augmente (ou diminue), il est donc nécessaire que la puissance échangée au niveau des générateurs de vapeur (P2) augmente (ou diminue) également. Pour cela, la différence entre la  $T_m$  du circuit primaire et la  $T_v$  de la vapeur ( $T_m - T_v$ ) doit augmenter (ou diminuer). Il existe plusieurs manières d'y parvenir :

- Faire monter la  $T_m$  en maintenant la  $T_v$  constante.
- Faire baisser la  $T_v$  en maintenant la  $T_m$  constante.
- Faire monter la  $T_m$  tout en faisant baisser la  $T_v$  pour un meilleur compromis.

A la conception des centrales, deux critères ont été pris en compte dans la définition des points de fonctionnement des installations nucléaires :

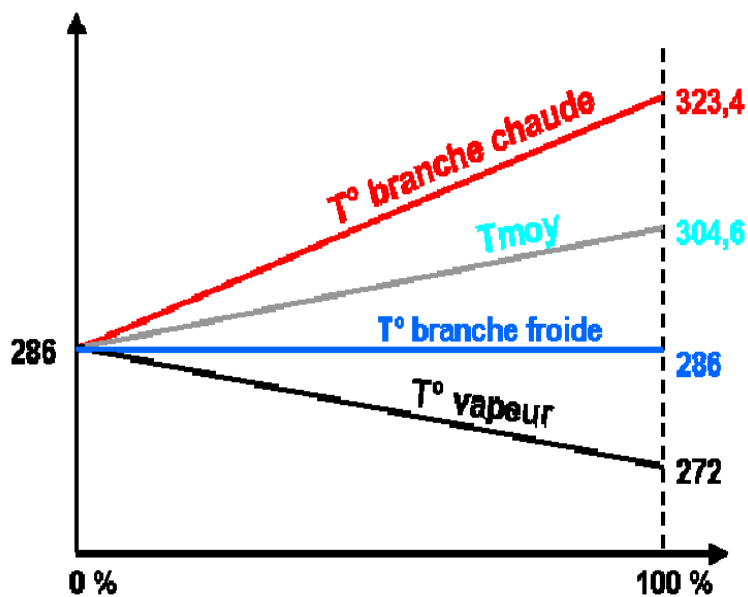
- Un critère thermique : obtenir le meilleur rendement du cycle secondaire avec une température vapeur suffisamment élevée car plus la température de vapeur est élevée, plus l'énergie qu'elle véhicule est importante.
- Un critère mécanique : obtenir la tenue mécanique de l'installation la plus robuste possible ce qui implique une  $T_m$  suffisamment basse avec des variations les plus faibles possibles.

Pour respecter ces deux critères, il a été décidé à la conception d'une élévation modérée de la température moyenne du fluide caloporteur primaire tout en maximisant l'échange au niveau des GV (donc en maximisant l'écart de température  $T_m/T_v$ ). Pour ce faire, l'augmentation de puissance primaire s'accompagne d'une augmentation du débit du circuit secondaire avec une sollicitation des vannes réglantes (eau et vapeur) et des variations de vitesse des turbopompes alimentaires. Cette augmentation de débit secondaire entraîne une baisse progressive de la température du circuit secondaire, favorable aux échanges d'énergie, tout en restant dans des domaines de performance élevée pour le fonctionnement de la turbine. C'est pour cela que les variations de puissance nucléaire s'accompagnent de sollicitations fortes des matériels sur le circuit secondaire.

Ce compromis  $T_m - T_v$  se schématise de la façon suivante pour le palier 900 MW<sup>3</sup> (en abscisse, la puissance du réacteur ; en ordonnée, les valeurs de température).

---

<sup>3</sup> Il est identique pour les paliers 1300 et 1450 MW mais avec des points de fonctionnement légèrement différents



De manière générale, lors de la montée en puissance du réacteur, la température moyenne augmente légèrement, tandis que la température de la vapeur produite dans les générateurs de vapeur diminue progressivement. Ce fonctionnement permet de limiter l'impact des montées en puissance sur le circuit primaire, en limitant les évolutions de la température moyenne.

Ainsi, l'effet de la modulation reste modéré sur les conditions de fonctionnement du circuit primaire (monophasique) tandis qu'il est plus significatif sur les composants du circuit secondaire qui est un circuit eau/vapeur.

Ces différents impacts sont présentés dans les parties suivantes.

## 2.2 Les principes de la modulation pour une centrale nucléaire

Le parc nucléaire est amené à ajuster le niveau de puissance de ses réacteurs et à ne pas produire à pleine puissance compte tenu du niveau et des variations de la demande, et de l'offre à coût variable moindre disponible des autres moyens de production. Pour une centrale nucléaire, la modulation peut prendre trois formes différentes :

- La modulation appelée « Services Systèmes » : cette modulation consiste à ajuster instantanément la puissance du réacteur à la consommation d'énergie pour garantir en permanence le maintien à 50Hz du réseau électrique français. Ces variations de puissance se situent dans une fourchette de +/- 80MW et impliquent donc que le réacteur ne fonctionne pas à 100% de sa puissance nominale pour permettre de conserver une marge à la hausse. Son point de fonctionnement central est alors de 92% de sa puissance nominale.
- La modulation par « baisse de charge » : ce mode de modulation consiste pour un réacteur à ajuster sa puissance, à la hausse ou à la baisse, motivée par la nécessité d'un ajustement plus important de la production à la consommation. Dans ce cas, l'unité de production reste connectée au réseau électrique mais adapte son niveau de puissance fournie. Le réacteur peut faire évoluer sa puissance dans une plage allant de 100% à 20% de sa puissance électrique. Ce seuil de 20% correspond au niveau de puissance où l'ensemble des systèmes de régulation d'une centrale nucléaire peuvent rester en automatique. Ce point de fonctionnement est donc le seuil en dessous duquel un réacteur ne peut rester en production et est appelé le Minimum Technique Courant (MTC). Les variations de puissance sont réalisées selon des



gradients prédéfinis avec le réseau : la valeur communément mise en œuvre est une variation de puissance de 30 MW par minute pour le palier 900 et de 40 MW par minute pour les autres paliers.

- La modulation appelée « arrêt Equilibre offre demande - EOD » ou « arrêt  $P = C$  » : ce mode de modulation consiste à déconnecter l'unité de production du réseau électrique. En fonction de la durée de l'arrêt demandé et de la date prévisionnelle de retour en production, le réacteur sera alors placé dans l'état standard le plus adapté. Les paramètres à prendre en compte pour déterminer l'état standard sont multiples : durée de l'arrêt, temps de prévenance avant de revenir en production, sollicitation des matériels.

Le parc nucléaire français a été construit dans un contexte où progressivement cette source d'énergie est devenue la part prépondérante de la production de l'électricité en France. Il était donc dès l'origine nécessaire que les réacteurs français aient la capacité de moduler leur production pour s'adapter aux variations de la consommation. A l'époque, cette variation se produisait essentiellement entre le jour et la nuit. Cette capacité s'est traduite par diverses dispositions dont, pour mieux réguler la puissance du réacteur, l'ajout de grappes de commande spécialement conçues pour permettre la réalisation de variations de charges. Cette aptitude a bien été développée par les constructeurs du parc nucléaire français, afin de répondre aux objectifs qui lui étaient assignés.

Ces dernières années, les besoins de modulation ont donc fortement évolué. Depuis toujours, le parc nucléaire français a su s'adapter à l'intensification des besoins de modulation. Cependant les projections nous amènent à envisager une modulation largement supérieure à celle connue historiquement, et il est donc essentiel d'en analyser les effets, tant sur les installations que sur les équipes qui les exploitent. Ces impacts peuvent se manifester à différentes échelles de temps, du temps réel au temps long et doivent être pris en compte pour une exploitation du parc nucléaire jusqu'à 60 ans et au-delà.

Par ailleurs, l'impact de la modulation sur les installations ne sont pas les mêmes selon la forme que celle-ci prend. Une modulation de 10 jours de production pour un réacteur n'aura pas le même impact pour les installations entre un arrêt de 10 jours ou 10 arrêts de 1 jour ou encore 20 jours de fonctionnement à 50% de puissance nominale. Ces éléments sont importants car ils conditionnent très fortement le niveau de sollicitation des matériels et des équipes.

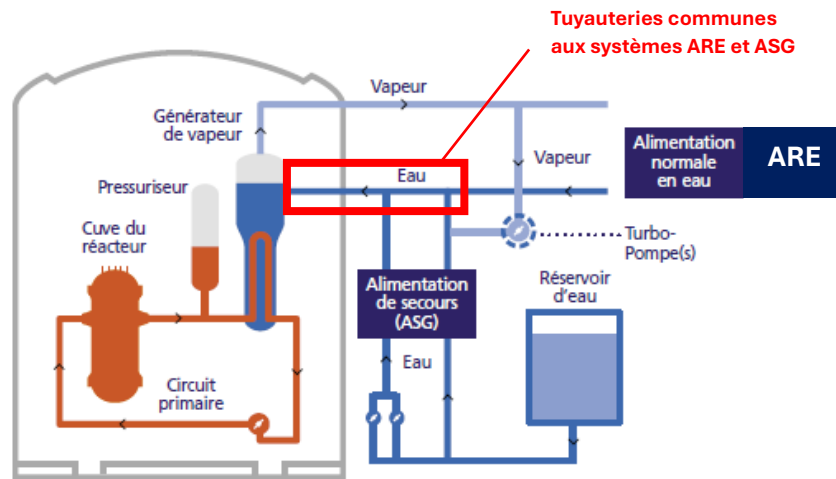
Sans que les éléments énoncés ci-après soient considérés comme des conclusions définitives, nous allons nous efforcer d'évaluer les impacts de cette augmentation de la modulation et ce dans une vision prospective cohérente avec les hypothèses considérées dans ce rapport.

## 2.3 Impact sur le respect des hypothèses de dimensionnement des centrales nucléaires

- *Suivi des zones sensibles communes au système de régulation du débit d'eau alimentaire - ARE et système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur - ASG*

Lorsque l'unité de production est déconnectée du réseau électrique, le réacteur peut être placé dans différents états standards (Arrêt à chaud, Arrêt à froid). Les générateurs de vapeur peuvent être alimentés par deux systèmes distincts mais en utilisant en partie les mêmes tuyauteries :

- ARE : qui peut atteindre de très grands débits (environ 1800 m<sup>3</sup>/h) lorsque le réacteur est à puissance nominale. L'eau d'alimentation des générateurs de vapeur arrive à une température supérieure à 200°C ;
- ASG : qui a vocation à alimenter les générateurs de vapeur lors des phases d'arrêt ou de démarrage du réacteur, à des débits inférieurs à ceux du système ARE. L'eau d'alimentation des générateurs de vapeur arrive alors à température ambiante.



En phase de production, les GV sont alimentés par le système ARE. Lors des phases d'arrêt, les GV sont principalement alimentés par le système ASG, ce qui soumet les tuyauteries communes aux deux systèmes à des variations importantes de températures et donc à des contraintes mécaniques.

Le référentiel d'exploitation prescrit un suivi de ces zones afin de garantir leur parfaite intégrité. Ainsi des contrôles doivent être réalisés lors de l'arrêt pour rechargement suivant si le système ASG a été utilisé pendant plus de 900 heures (37.5 jours) durant le cycle d'exploitation. Si le temps d'utilisation du système ASG arrive à 1250 heures au cours d'un cycle d'exploitation, le réacteur doit être mis à l'arrêt sans attendre le prochain arrêt pour rechargement afin de réaliser ces contrôles qui prennent plusieurs jours. A ce stade, aucun défaut n'a été relevé lors de ces contrôles.

L'augmentation de la fréquence des arrêts EOD aura comme conséquence d'augmenter le temps de fonctionnement sur le système ASG et donc la probabilité d'avoir à réaliser ces contrôles. Si le nombre de jours d'arrêts EOD devenait trop important, il conviendrait de favoriser une stabilisation du réacteur dans un état standard où le décompte n'aurait plus à être réalisé. A noter qu'un réacteur qui n'est plus alimenté par le système ARE est plus long à redémarrer, notamment si le réacteur a été convergé. Ceci est sans conséquence sur le respect de la date de retour sur le réseau de l'unité de production si celle-ci a été fixée en amont avec le réseau, mais cela nécessite d'anticiper les opérations de redémarrage.

**Synthèse** : cette contrainte est à intégrer par les exploitants lors de la définition de l'état standard visé en cas d'arrêt, générant ainsi des temps notablement plus longs de redémarrage. Cela peut amener à déclarer des unités de production indisponibles aux arrêts programmés, EOD notamment, et amener à réaliser des examens non prévus en cours de cycle. Ainsi nous considérons que cette contrainte peut être évaluée comme modérée vis-à-vis de l'accroissement de la modulation.

- *Absence de lien entre manoeuvrabilité et CSC :*

Au cours de l'année 2022, EDF a mis en évidence un phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) sur une partie de ses réacteurs nucléaires. Cette situation a fait l'objet d'un traitement approprié, en lien très étroit avec l'autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR).

Dans la continuité de l'affaire technique CSC, EDF a mené une étude d'analyse massive de données dont le principe a été présenté à l'ASNR le 24 mai 2024 : cette étude examine l'influence des paramètres « manoeuvrabilité », « cyclage thermique » et « volumes d'oxygène injectés dans le circuit primaire principal » sur la hauteur des défauts et leur cinétique de développement, sur une période de scrutation de ces paramètres débutant en 1990. L'étude, présentée à l'ASNR les 6 février et 27 mars 2025, conclut ainsi : « La vitesse de propagation par CSC (ou sa profondeur totale) ne semble pas prédictible sur la base des seules données d'exploitation liées à la manoeuvrabilité, aux cyclages thermiques ou aux volumes d'oxygène injectés dans le circuit primaire ».

L'étude statistique a notamment mis en évidence le fait que le type de conditionnement des bâches de stockage de l'eau d'appoint du circuit primaire (système REA), qu'il soit en mode aéré ou en mode désaéré, n'avait pas d'influence sur l'apparition de CSC.

D'autre part, EDF a examiné le cas de réacteurs du palier 900 MW ayant fait l'objet d'une expérimentation de maintien à Puissance Maximale Disponible (PMD) pendant plusieurs cycles d'exploitation au début des années 2000. Le réacteur de Chinon B3 ayant participé au programme de maintien à PMD a rencontré un défaut de CSC sur une soudure non réparée du circuit RIS. Inversement, aucun défaut de CSC n'a été trouvé sur le réacteur de Blayais 2 qui a modulé. Ainsi, la manoeuvrabilité n'est pas le paramètre influent de premier ordre sur l'apparition et la propagation de CSC.

**Synthèse : en conséquence, EDF n'a pas identifié de lien entre les variations de charge et l'apparition du phénomène de corrosion sous contrainte et ne retient donc pas de dispositions particulières à ce sujet dans le cadre de l'augmentation de la modulation.**

- *Comptabilisation de situations liées à la manoeuvrabilité*

On appelle « situation » une variation des paramètres de fonctionnement de la chaudière nucléaire entraînant une sollicitation mécanique. La conception de l'installation intègre la capacité de celle-ci à accepter un nombre fini de ces transitoires. La comptabilisation des situations permet à l'exploitant de s'assurer que le nombre de sollicitations subies par l'installation respecte les hypothèses de conception. Le nombre de transitoires acceptables pour certaines parties du circuit primaire est défini à la conception et peut être revu à l'occasion du retour d'expérience ou d'opérations de maintenance ou de remplacement de composants.

L'augmentation de la modulation conduit à une augmentation du nombre de transitoires réellement vus par l'installation et par conséquent de certaines « situations ». Il convient donc de s'assurer que les projections en matière de comptabilisation des situations et d'atteinte des limites telles que calculées aujourd'hui ne sont pas modifiées par l'accroissement de la modulation.

En considérant l'hypothèse d'une modulation supérieure à 80 TWh par an (cf. partie 2), répartie de manière homogène entre tous les paliers du parc, et sans actions complémentaires, les projections montrent que certains réacteurs du parc nucléaire arriveraient en limite de comptabilisation de situations avant l'horizon des sixièmes visites décennales, principalement sur les situations liées aux remontées de puissance. Plusieurs

leviers peuvent permettre de limiter les effets de cette augmentation de la modulation sur la comptabilisation de situation et ainsi reconstituer des marges de fonctionnement :

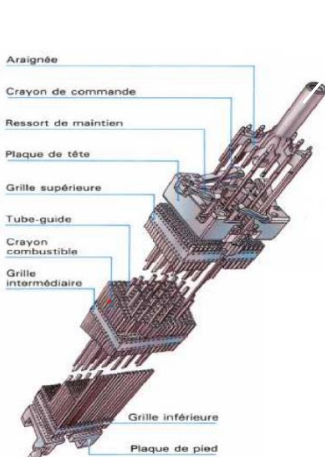
- **Levier 1** : optimiser la comptabilisation des transitoires passés et futurs  
 Les « situations » faisant l'objet d'une comptabilisation sont des transitoires « enveloppes » ; ainsi les conséquences déterminées par calcul sont majorantes par rapport aux conséquences réelles. Cette approche résulte de la volonté de limiter le nombre de cas à considérer afin de simplifier la comptabilisation des situations. L'objectif de ce premier levier est de discriminer les petites, moyennes et grandes amplitudes de fluctuations de puissance et de leur affecter un nouveau nombre de situations autorisées correspondant plus précisément aux contraintes mécaniques subies réellement. Ce travail permettra une reprise de l'historique et une meilleure comptabilisation des transitoires futurs, que ce soit lors des variations de charge ou des arrêts/redémarrages.
- **Levier 2** : Modifier les méthodes d'exploitation  
 Cette piste vise à optimiser la mise en œuvre des transitoires de fluctuations de puissance afin de limiter l'impact sur le matériel. Sans restreindre les capacités de variation de charge qu'un réacteur peut réaliser, il est possible de proposer de nouveaux modes opératoires pour conduire les transitoires de prise de puissance ou de baisse de puissance des réacteurs, moins impactant et pouvant être réalisés en plus grand nombre.
- **Levier 3** : renforcer le suivi en service et remplacer si nécessaire des composants ou parties de composants s'approchant des limites.  
 EDF dispose d'éléments permettant d'identifier les zones du Circuit Primaire Principal et du Circuit Secondaire Principal les plus sollicitées. La piste proposée consiste à renforcer le contrôle de ces zones afin de vérifier l'absence de dommage ou à réparer voire à remplacer les composants concernés pour remettre à zéro le nombre de situations vécues pour la partie ou le composant remplacé.

**Synthèse** : cette contrainte peut entraîner des conséquences importantes mais des leviers, pour certains coûteux, existent et doivent permettre de reconstituer certaines marges. Pour autant, au regard de l'enjeu associé aux comptabilisations de « situations » et des études qui pourraient être à mener, nous considérons que cette contrainte peut être évaluée comme dimensionnante vis-à-vis de l'accroissement de la modulation.

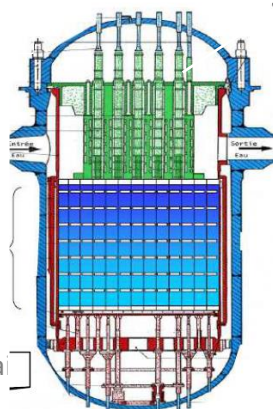
## 2.4 Impact sur les composants et les programmes de maintenance

- *Mécanismes de Commande de Grappe (MCG)*

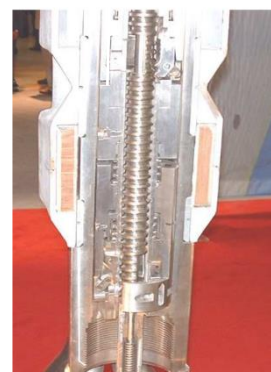
Les MCG permettent le mouvement pas à pas des grappes de commande pour l'insertion et l'extraction des grappes dans le cœur des réacteurs.



Tige de commande de grappes



Mécanisme de commande de grappes



Différents phénomènes de vieillissement affectent les MCG. Ces phénomènes sont connus et maîtrisés. Ils limitent leur durée de vie en raison des risques fonctionnels associés (blocage ou glissement de grappe). Ces phénomènes dépendent du nombre de mouvements des grappes de commande.

Les changements de niveau de puissance du réacteur s'accompagnent de mouvements des grappes de contrôle dans les assemblages combustibles. Une fois le niveau de puissance visé atteint, le réacteur peut de nouveau être sollicité pour réaliser des services systèmes, c'est-à-dire pouvoir ajuster en permanence son niveau de puissance. C'est ce type de régulation qui sollicite le plus les mouvements des grappes. Ainsi, la baisse de puissance dans le cadre de suivi de charge ne sollicite pas les MCG dans une proportion significative. En revanche, les services systèmes, qu'ils soient réalisés à un palier de puissance élevé ou à un palier de puissance bas, conduisent à remplacer plus fréquemment les MCG les plus sollicités.

Ainsi, pour les MCG les plus sollicités sur le palier 1300MW, la manœuvrabilité sans services systèmes contribue peu ( $\approx 10\%$ ) à l'usure des MCG compte tenu du plus petit nombre de manœuvres.

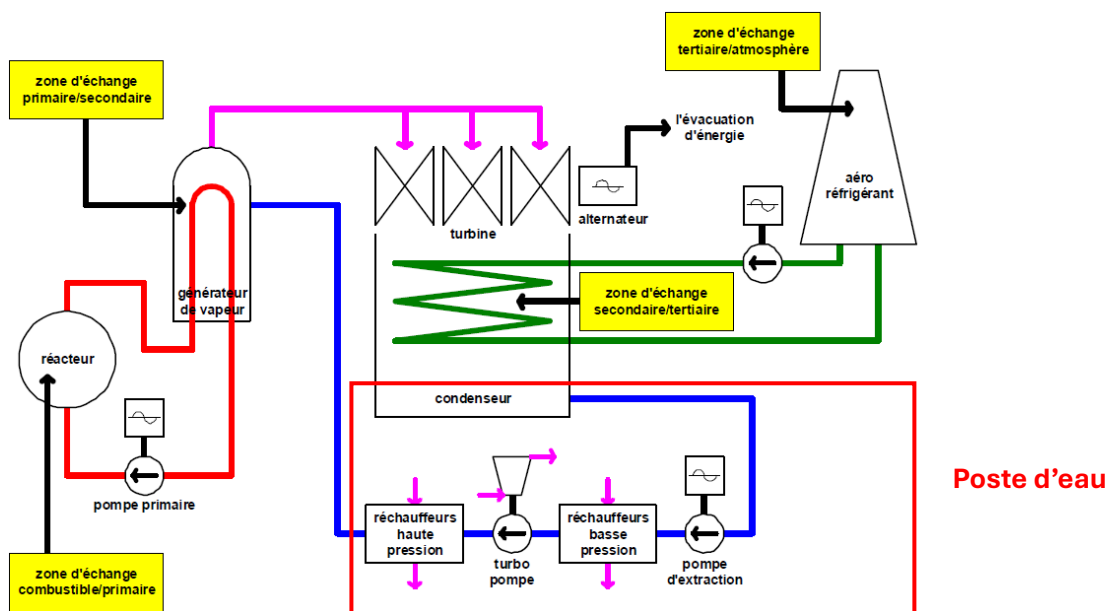
En conclusion, la sollicitation des MCG liée aux baisses de charge profondes est très nettement inférieure à celle liée à la réalisation des services systèmes d'ores et déjà réalisés.

Nous ne retenons donc pas d'accroissement significatif de maintenance sur les MCG lié à la modulation.

**Synthèse :** nous pouvons conclure à l'absence de conséquence de cette contrainte vis-à-vis de l'augmentation de la manœuvrabilité. Les conséquences des services systèmes sont déjà intégrées par l'exploitant.

- *Machines statiques du poste d'eau*

Le poste d'eau est la partie du circuit secondaire de l'installation qui débute à la sortie du condenseur pour aller jusqu'aux générateurs de vapeur. Il est représenté sur le schéma suivant :



Il a pour fonction de véhiculer l'eau et de la réchauffer par paliers successifs entre ces deux points de l'installation. Il est constitué de pompes, de robinets, de tuyauteries et d'échangeurs de chaleur. La partie du poste d'eau dont le comportement est analysé dans la suite du document est constituée des machines dites « statiques », c'est-à-dire du poste d'eau à l'exclusion des turbopompes alimentaires qui seront abordées dans

un paragraphe ultérieur. Par commodité d'analyse, elle inclut aussi les sècheurs-surchauffeurs, qui sont une partie du circuit d'alimentation en vapeur de la turbine.

L'augmentation du nombre de transitoires liés à la manœuvrabilité des unités de production a un impact sur la sollicitation des appareils du poste d'eau. Toutefois, il est difficile d'en évaluer précisément l'effet exact. En effet le niveau de modulation pratiqué jusqu'à présent sur le parc n'a pas mis en évidence de corrélation directe entre modulation et dommages sur les appareils du poste d'eau. En revanche, nous pouvons formuler des hypothèses à partir de nos connaissances des modes de dégradation connus sur ces matériels.

#### Phénomène de fatigue affectant les soudures des équipements du poste d'eau :

Ce mode de dégradation a commencé à apparaître à partir de 2004 et des cas de fissuration ont été rapportés sur certains réchauffeurs du parc. La manœuvrabilité des unités de production conduit à des transitoires beaucoup plus nombreux et donc risque d'augmenter le nombre de cas de fissuration. Les soudures incriminées sont suivies au titre des zones sensibles des plans d'inspection. En effet, ces équipements sont soumis au titre de la réglementation des Equipements sous pression (ESP).

Les défauts éventuellement constatés lors de ces contrôles peuvent conduire à des durées d'intervention importantes comme ce fut le cas récemment sur certaines unités de production du parc nucléaire et ainsi affecter le planning d'arrêt de plusieurs dizaines de jours.

#### Impact sur les réchauffeurs dont les tubes sont affectés par de la corrosion-érosion :

Vis-à-vis de ce phénomène, aujourd'hui, le remplacement de 9 réchauffeurs est programmé et le remplacement de 16 autres est envisagé. Pour ces 25 appareils, l'accroissement notable de la manœuvrabilité des unités de production sur lesquelles ils sont installés peut conduire à des fuites en fonctionnement plus nombreuses (les transitoires génèrent des contraintes thermomécaniques sur le faisceau pouvant conduire à des percements). Ces fuites peuvent être maîtrisées par l'exploitant mais nécessitent un isolement de l'appareil. Pour éviter de telles conséquences, il pourrait être nécessaire d'accélérer le programme de remplacement de ces matériels. Ces opérations sont maîtrisées et ont déjà été réalisées sur le parc dans le cadre du programme Grand Carénage.

De même, en ce qui concerne les tuyauteries du poste d'eau, à date, aucune unité de production avec un historique de manœuvrabilité important ne présente d'augmentation des cas de dégradation.

**Synthèse : les échangeurs de chaleur (réchauffeurs et sècheurs) sont les seuls appareils du poste d'eau sur lesquels un impact de la modulation est caractérisé, même s'il est difficile à évaluer précisément. Il est toutefois inéluctable qu'un accroissement de la manœuvrabilité entraînera mécaniquement un accroissement des contrôles, de la maintenance voire une accélération du remplacement de ces composants. Nous considérons que cette contrainte peut être évaluée comme modérée vis-à-vis de l'accroissement de modulation.**

#### • *La turbine et ses organes d'admission de vapeur*

Le groupe turbo alternateur est le composant de la centrale permettant de produire l'électricité. Il est constitué d'une turbine entraînant en rotation un alternateur. La turbine est elle-même constituée de plusieurs corps (haute et basse pression) et de robinets d'admission de vapeur appelés « organes d'admission ». Les corps sont constitués d'une partie fixe et d'une partie mobile (le rotor) au sein desquels se produit la détente de la vapeur par laquelle elle cède son énergie à la turbine. Les organes d'admission sont de deux sortes, ils permettent soit de régler le débit de vapeur dans la turbine et donc la puissance délivrée par celle-ci, soit de couper de façon très rapide l'arrivée de vapeur pour stopper la turbine.

La modulation et les arrêts/redémarrages du groupe turbo-alternateurs lors des arrêts de réacteurs pour modulation ont un impact sur les composants de la turbine et de ses organes d'admission que l'on peut catégoriser en 4 familles :

1. La fatigue thermique des gros composants de la turbine (organes d'admission) est le premier phénomène impactant. Les études du constructeur et d'EDF montrent que les variations de contraintes induites par le suivi de charge sont faibles et que le risque d'amorçage de fissures serait davantage lié au nombre d'arrêts / redémarrages.
2. La fatigue mécanique des gros composants de la turbine est aussi présente lors des sollicitations d'arrêt/démarrage, en particulier sur les attaches des ailettes des rotors des paliers CP2 et 1300 qui font déjà l'objet de reprises par usinage à chaque visite, soit tous les 10 ans avec le niveau de modulation actuel. Si le nombre d'arrêts pour modulation augmentait, il serait nécessaire de réexaminer cette périodicité de maintenance.
3. L'écoulement vapeur dans la turbine à basse charge conduit à une excitation vibratoire des grandes ailettes mobiles et des organes d'admission ainsi qu'à une accentuation des phénomènes d'érosion. Ces phénomènes peuvent amener à rehausser le Minimum Technique courant et donc à limiter l'amplitude des baisses de charge de certaines unités de production.
4. La fatigue mécanique induite par une augmentation des heures cumulées de virage est un mécanisme de dégradation identifié pour les rotors de turbine. Le virage consiste à mettre en rotation à faible vitesse le groupe turbo-alternateur au moyen d'un moteur électrique de façon à garantir une absence de déformation de celui-ci lorsqu'il est à l'arrêt. Le retour d'expérience montre que les fissures des rotors des paliers CP0 et CP1 se propagent principalement lors des phases de virage. Par ailleurs, un excès de virage conduit également à un risque pour les grandes ailettes de certaines turbines. Une augmentation significative des arrêts pour modulation pourrait conduire à procéder plus précocement à des remplacements de rotors.

Une augmentation de la manœuvrabilité des unités de production et plus particulièrement les arrêts/redémarrages peuvent conduire à une augmentation des volumes de maintenance sur la turbine et les organes d'admission. Cette évolution doit être soigneusement anticipée car les délais d'approvisionnement pour ces types d'équipement sont longs (2 ans en moyenne pour un organe d'admission) et coûteux.

Pour les paliers CP0 et CP1, le remplacement de corps basse pression sur 13 lignes d'arbres est déjà programmé et permettra d'annuler les effets antérieurs de la manœuvrabilité de ces unités de production.

Pour le palier 1300 MW, un remplacement des corps Haute Pression (HP) et Basse Pression (BP) est en cours d'étude.

Les turbines du palier N4 sont plus récentes et ont entre 20 et 25 ans d'âge et ne justifient pas de programme de remplacement pour le moment.

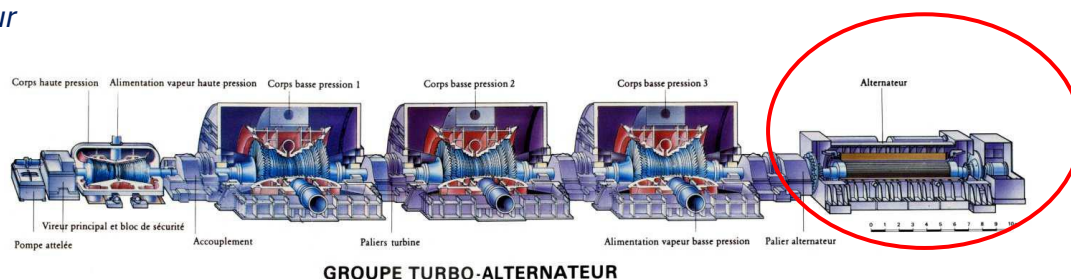
Concernant les organes d'admission, il y a encore beaucoup d'incertitudes mais des leviers de sécurisation peuvent être mis en place, tels que le renforcement de leur suivi et des contrôles systématiques, pouvant éventuellement conduire au remplacement de certains organes d'admission.

La programmation des visites complètes des organes d'admission turbine des corps BP tous les 6 ans (au lieu de 10 ans actuellement) générerait un surcoût estimé à 30 M€ par an pour l'ensemble du parc.

La maîtrise des phénomènes de dégradations matérielles liée à la manœuvrabilité passera par des études dédiées dont le montant peut être estimé à environ 10 M€.

**Synthèse** : les arrêts en cours de cycles et les variations de charge sont les transitoires les plus pénalisants pour la partie turbine et organe d'admission. Si une usure prématurée peut être liée à la manœuvrabilité, les solutions à apporter sont connues et maîtrisées. Toutefois, au regard des enjeux associés à cette partie de l'installation : coûts, délais d'intervention, charge industrielle à intégrer dans les programmes d'arrêt et pièces de rechange notamment, nous considérons que cette contrainte peut être évaluée comme modérée vis-à-vis de l'accroissement de modulation.

- *L'alternateur*



La manœuvrabilité et les arrêts/redémarrages ont un impact avéré sur les sollicitations électriques et mécaniques des alternateurs du parc nucléaire. Ces contraintes dépendent directement des variations de courant, c'est-à-dire des variations de puissance active « P » et réactive « Q » lors de la modulation. Elles jouent un rôle prépondérant dans le vieillissement des composants et se manifestent après des années de sollicitations des unités de production.

Une étude menée au cours des années 2000 montre que la durée de vie moyenne d'une machine sera plus grande en fonctionnement en base qu'en suivi de réseau (variation de charge et/ou arrêts/redémarrages).

Les principaux impacts sur les composants de l'alternateur (stator, rotor, excitatrice) peuvent être catégorisés en 3 familles :

1. Les contraintes thermiques liées aux variations de courant induites par les variations de charge. Elles ont un impact sur les équipements du stator, du rotor ainsi que sur l'excitatrice.
2. Les contraintes mécaniques liées à la rotation du rotor induisent un risque d'endommagement du stator et génèrent des contraintes sur le rotor. L'augmentation des cycles d'arrêt/démarrage va générer plus de contraintes mécaniques, soit plus de fatigue des composants soumis à la force centrifuge.
3. Les contraintes sur les composants électriques de l'alternateur sont liées aux variations de courant dans les bobinages et donc aux variations de températures dans les parties actives. Ces variations de températures et la dilatation différentielle des matériaux de natures différentes entraînent des contraintes thermomécaniques plus importantes en cas de baisses de charge plus fréquentes. Une augmentation des cycles de températures (variations de charge active ou réactive) va générer plus de contraintes dans les enroulements/bobinage dues aux dilatations différentielles.

Des dégradations affectant l'alternateur peuvent conduire à restreindre le domaine de fonctionnement (amplitude et pente de variation de charge) pour réduire les contraintes thermomécaniques sur les



composants de celui-ci ou à procéder à des opérations de maintenance, voire de remplacement de la machine pour retrouver une pleine disponibilité aux variations de puissance.

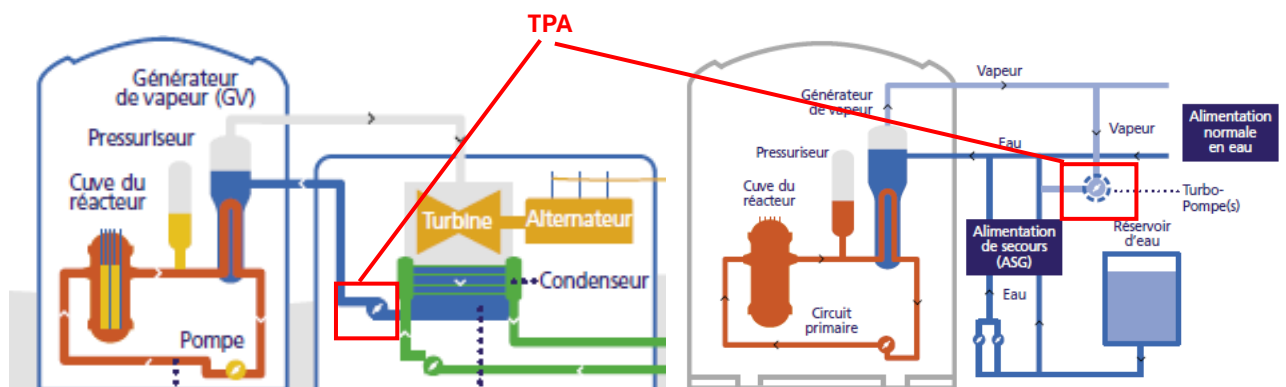
Ainsi, la manœuvrabilité et les arrêts pour modulation engendrent un vieillissement plus rapide des composants de l'alternateur du fait de contraintes thermiques, mécaniques et diélectriques par rapport à un fonctionnement en base.

Les phénomènes de vieillissement inhérents à la manœuvrabilité n'étant pas à ce jour prédominants sur le vieillissement global des composants de l'alternateur, nous proposons de retenir comme impact de l'ordre de 10% à 25% du coût de maintenance courante, soit 1,5 à 3,75 M€/an pour l'ensemble des 57 alternateurs en exploitation.

**Synthèse : l'accroissement de manœuvrabilité va probablement conduire à une accélération du programme de remplacement ou de rebobinage des alternateurs. Ces remplacements sont souhaitables pour disposer d'un parc qui ne soit pas affecté par des limitations du domaine d'exploitation. Ainsi nous considérons que cette contrainte peut être évaluée comme modérée vis-à-vis de l'accroissement de modulation.**

- *Maintenance sur les Turbopompes Alimentaires (TPA)*

Les TPA participent directement à la manœuvrabilité des unités de production et alimentent en eau les générateurs de vapeur à tous les niveaux de puissance du réacteur.



La modulation des unités de production a plusieurs impacts sur les TPA :

- Lors d'une baisse de charge, le débit d'eau qui transite dans les pompes et alimente les GV diminue. La baisse de débit dans les pompes éloigne leur point de fonctionnement du régime nominal pour lequel la pompe est optimisée. Cela conduit à une perturbation des écoulements de fluide dans les pompes, avec comme conséquence une augmentation des vibrations et de la cinétique de dégradation de l'hydraulique des pompes. Plus la baisse de charge est profonde, plus on s'éloigne du point de fonctionnement nominal et plus le phénomène s'amplifie.
- Le fonctionnement prolongé de la TPA en dessous de 60% de puissance contribue à accélérer l'érosion des organes d'admission, du corps de la turbine, des ailettes terminales et la fissuration des aubes de la tuyère d'admission. Ces dégradations augmentent les risques de corps migrants dans la turbine et peut imposer son remplacement lors des maintenances tout en augmentant le risque de perte d'ailette en exploitation.

Les parades sont de deux ordres :

- Adapter les pratiques d'exploitation des TPA à basse charge de façon à éviter de les placer dans un régime de fonctionnement trop défavorable. Cette évolution nécessaire conduit à renoncer à conserver une TPA en secours en cas de défaillance de la TPA en service. Elle accroît donc légèrement le risque d'Arrêt Automatique Réacteur (AAR) ;
- Renforcer la maintenance sur ces machines avec des remplacements plus fréquents des pièces d'usure comme les paliers et les parties hydrauliques, et si nécessaire augmenter la fréquence des visites.
- Etudier un renforcement de l'instrumentation de ces turbopompes de façon à mieux adapter la maintenance à la sollicitation réelle des équipements.

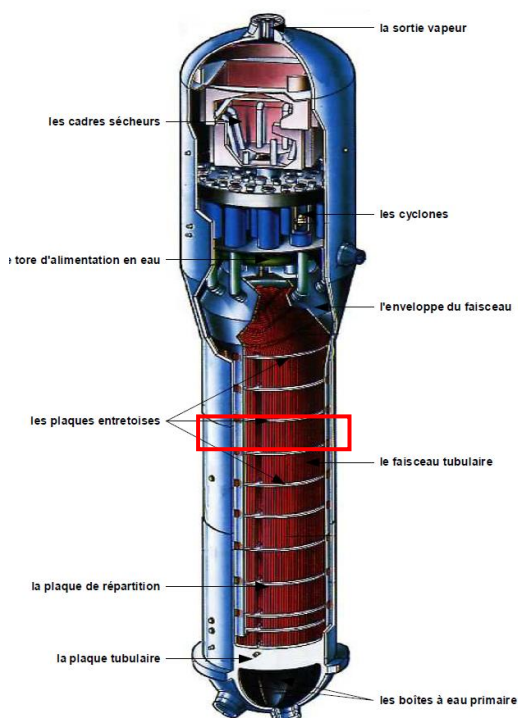
L'augmentation de l'amplitude et du temps des baisses de charge contribue à accélérer les cinétiques de dégradation selon les matériels (pompes, turbine, accouplement). Il s'agit d'un enjeu patrimonial et de juste maintenance préventive.

Le surcoût lié aux pièces de rechange sur les TPA pour maintenir une totale manœuvrabilité des unités de production est de l'ordre de 2 M€/an pour le palier 1300 et de l'ordre de 1M€/an pour le CP2. L'approvisionnement de pièces n'est pas vu comme une difficulté du fait de la fiabilité de nos partenaires.

**Synthèse : l'accroissement de la manœuvrabilité devra conduire à définir les modalités d'exploitation qui permettront une moindre usure des TPA. Un maintien en fonctionnement à faible puissance du réacteur accroît ainsi significativement les risques d'usure prématurée de ces équipements par rapport à un arrêt complet du réacteur, qui ne requiert pas le maintien en service d'une TPA. Ainsi nous considérons que cette contrainte peut être évaluée comme modérée vis-à-vis de l'accroissement de modulation.**

- *Colmatage des Générateurs de Vapeur (GV)*

Les tubes des GV sont l'interface entre les circuits primaire et secondaire, et constituent la 2<sup>ème</sup> barrière de confinement. Ils sont supportés mécaniquement par un ensemble de plaques horizontales percées appelées plaques entretoises.



Le colmatage des GV désigne le colmatage progressif des interstices entre les tubes et les plaques entretoises, en fonctionnement normal, par des dépôts transportés par l'eau d'alimentation et issus de la corrosion des matériels du circuit secondaire. Cela génère des perturbations des écoulement d'eau générant ainsi des vibrations au niveau des tubes du GV qui peuvent affecter leur intégrité. Ce phénomène présente donc des impacts potentiels et des risques sur la sûreté en fonctionnement normal et accidentel, notamment vis-à-vis de la capacité de refroidissement du cœur et l'intégrité des tubes.

L'état de colmatage des GV du parc fait l'objet d'un suivi en service, et des opérations de nettoyage (Nettoyage Préventif des GV - NPGV) sont mises en œuvre périodiquement pour garantir le fonctionnement en toute sûreté. Ces opérations sont lourdes industriellement et financièrement (~20M€/opération) et présentent des enjeux environnementaux élevés (effluents et rejets).

L'impact de la manœuvrabilité sur la fréquence de réalisation des NPGV n'a pas été étudié de façon spécifique et, à ce stade,

il n'a pas été identifié de corrélation explicite entre les niveaux de modulation et les cinétiques de colmatage constatées sur les 10-15 dernières années. Néanmoins, plusieurs réacteurs ont connu en 2025 une augmentation rapide et inattendue du taux de colmatage de leurs générateurs de vapeur, conduisant parfois à la nécessité de programmer, de manière anticipée, des opérations de nettoyage lors des arrêts de tranche suivants. Les premières analyses font apparaître que ces réacteurs ont connu une modulation élevée ces deux dernières années, sans qu'un lien explicite ne puisse être identifié jusqu'à présent entre les deux phénomènes.

Compte tenu de l'augmentation significative de la modulation et des progrès réalisés par ailleurs dans la surveillance en exploitation de ces équipements, il est nécessaire de poursuivre les analyses de façon à identifier s'il existe une éventuelle corrélation entre le niveau de modulation des réacteurs et les cinétiques de colmatage des générateurs de vapeur.

**Synthèse : jusqu'à présent, il n'a pas été identifié de lien direct entre la modulation et les cinétiques de colmatage des générateurs de vapeur. Cependant, les cinétiques inattendues survenues en 2025 sur quelques réacteurs, dans un contexte de modulation accru, nous interrogent et nous conduisent à poursuivre nos analyses dans le domaine afin de confirmer ou pas cette hypothèse.**

## 2.5 Impact sur l'exploitation

- *Consommation de réactifs et gestion de la chimie primaire et secondaire*

La chimie du circuit primaire porte de multiples enjeux. Elle a pour objectif principal de contribuer au maintien de la première et deuxième barrière de confinement en garantissant un conditionnement optimum et une maîtrise des polluants.

Le premier élément chimique qu'il convient de maîtriser dans le circuit primaire est l'oxygène. L'augmentation de la modulation s'accompagne d'une augmentation du volume d'appoint en eau au circuit primaire et ce d'autant plus que l'unité de production est avancée dans son cycle de production entre deux arrêts pour rechargement. Cet appoint en eau se fait via le système élémentaire d'appoint en eau du circuit primaire (REA-eau). Les réservoirs d'eau qui servent à réaliser des appoints au circuit primaire sont maintenus à l'abri de l'oxygène grâce à une membrane étanche. En cas d'inétanchéité de celle-ci, l'eau peut alors s'oxygéner jusqu'à ne plus pouvoir être utilisée en appoint au circuit primaire. Dans ce cas, le réacteur ne peut plus faire varier sa puissance pour satisfaire l'équilibre offre-demande et doit rester à la puissance atteinte, ce qui est un facteur limitant pour la manœuvrabilité des unités de production. Un dossier de modification est en cours pour ne pas dépasser la teneur requise en oxygène sur ces réservoirs d'eau du parc en exploitation.

Le conditionnement du fluide primaire est assuré par un pH de moindre corrosion à viser, ajusté par l'ajout de lithine afin de contrebalancer l'acidité du bore. Les phases de borication/dilution viennent inévitablement modifier la teneur en lithium et donc le pH, qui n'est plus à l'optimum. Une correction rapide, par l'injection additionnelle de lithine, est alors nécessaire pour limiter les conséquences de cette situation. L'évolution à la hausse de la modulation va nécessairement s'accompagner d'une augmentation de la consommation de lithine sur le parc nucléaire. L'estimation de cette augmentation est la suivante pour chaque unité de production.

Substance	Coût moyen
Lithine	Env. 20 à 30 k€ / (env. 10€/g de Li7)
Acide borique	Env. 30 à 240 k€ / (env. 600€/kg)
Acétate de zinc	Env. 2 k€ / (env. 2000€/kg)

En synthèse, pour le circuit primaire, le surcoût lié à la manœuvrabilité sur la consommation des produits chimiques par unité de production et par an s'élève à environ entre 50 et 270 k€, soit pour le parc nucléaire une augmentation pouvant aller jusqu'à 15M€ par an.

La chimie du circuit secondaire a pour objectif principal de contribuer au maintien de la seconde barrière de confinement (GV) et des Equipements sous pression (ESP) soumis à la réglementation en garantissant un conditionnement optimum et la maîtrise des polluants.

Le conditionnement de moindre corrosion est obtenu par l'ajout :

- D'hydrazine permettant de maintenir un milieu suffisamment réducteur dans les GV ;
- D'un mixte ammoniacque/éthanolamine pour obtenir un pH de moindre corrosion en tous points du circuit.

En cas de variation de charge, le volume d'eau du circuit secondaire à conditionner reste sensiblement le même, il n'est pas attendu et observé de difficultés spécifiques à atteindre la cible de conditionnement. Dans le cas d'un arrêt d'une unité de production dans les conditions EOD de l'ordre de 7 jours, les surcoûts des produits chimiques pour maintenir le conditionnement du circuit secondaire sont les suivants :

Substance	Coût moyen pour un arrêt
Ethanolamine	30 à 45 € / (env. 2,5 €/kg)
Hydrazine	<5 € / (env. 6 €/kg)
Ammoniacque	13 à 20 € / (env. 0,9 €/kg)

En synthèse le coût des produits chimiques lors d'un arrêt de 7 jours pour modulation est très faible.

**Synthèse** : l'impact de la manœuvrabilité sur la chimie primaire et secondaire est mécanique. Il va donc y avoir une augmentation des consommations de réactifs sur le parc avec un montant conséquent sur la consommation de réactifs pour le conditionnement du circuit primaire. Ainsi cette contrainte peut être évaluée comme modérée vis-à-vis de l'accroissement de modulation

- *Production d'eau, stockage et rejets d'effluents en période normale et situation d'étiage ou crue*

La manœuvrabilité des unités de production nécessite des mouvements d'eau, tant du côté du fluide primaire que secondaire, qui sont à compenser partiellement ou totalement par des appoints d'eau déminéralisée conditionnée ou non.

Concernant le fluide primaire, la réalisation d'appoint/vidange pour assurer les ajustements de concentration en bore dans le circuit génère des effluents traités via les systèmes de traitement des effluents primaires (TEP) et de l'appoint en eau et en bore (REA). Une étude a mis en avant une surconsommation d'eau du système d'eau déminéralisée de l'îlot nucléaire dans le cadre des variations de puissance de l'ordre de 500 à 4000m<sup>3</sup>/an. Cette consommation supplémentaire n'est pas dimensionnante au regard du volume d'eau déminéralisée produit annuellement (environ 70. 000 m<sup>3</sup>/an par unité de production). Toutefois, dans un contexte de tension sur l'eau, cette consommation complémentaire est à prendre en compte.

Concernant le fluide secondaire, tant que l'unité de production reste en alimentation des générateurs de vapeur par le système ARE, aucune surconsommation d'eau significative ne doit être observée. En revanche, tout passage en alimentation des générateurs de vapeur par le système ASG est fortement consommateur d'eau déminéralisée. Cet état de réacteur peut appeler des consommations de 1000 à plus de 2000 m<sup>3</sup> d'eau

par jour, ce qui correspond à la capacité de production moyenne journalière. Par ailleurs, les Spécifications techniques d'exploitation (STE) ont renforcé les exigences sur les volumes d'eau déminéralisée requis en permanence au titre de la défense en profondeur. Par conséquent, les exploitants disposent de moins de marges de manœuvre quant à l'utilisation des volumes disponibles qu'au démarrage des unités de production, alors que la consommation d'eau s'accroît.

Par conséquent, un accroissement des arrêts pour modulation nécessitant un passage de l'alimentation des générateurs de vapeur par le système ASG impliquera une très bonne gestion des réservoirs actuellement en place pour garantir un volume d'eau déminéralisée suffisant, non requis par les spécifications d'exploitation. Le respect des exigences du volume d'eau requis peut mener à différer un retour en puissance ou un maintien à puissance stable. De même, cela nécessitera une sécurisation de la disponibilité des systèmes de production d'eau dans le cadre d'une approche patrimoniale avec une accélération des rénovations complètes ou du remplacement de certains équipements. Cela peut également supposer l'accroissement des volumes de stockages d'eau déminéralisée afin de reconstituer les volumes d'eau disponibles pour l'exploitation, perdus par l'augmentation des volumes requis.

Sur le champ des rejets, il a été estimé que la part d'effluents liquides liée à la manœuvrabilité (dans les volumes actuels) est en moyenne de 20 % des rejets KER produits. La part d'effluents gazeux (TEG) liée à la manœuvrabilité peut aller de 10 à 40 % des rejets gazeux produits annuellement sur tous les paliers. Ces rejets se font dans le respect strict de la réglementation et des arrêtés de rejets et les limites actuelles sont adaptées pour absorber une augmentation de la manœuvrabilité sur tous les sites.

Par conséquent, une évolution notable de la manœuvrabilité des unités de production et des arrêts EOD nécessitera une fiabilisation forte de ces filières de traitement des effluents liquides et gazeux. Nous estimons que, pour un fonctionnement des réacteurs étendu à 60 ans, les composants des systèmes de traitement des effluents devront faire l'objet d'une maintenance approfondie, voire de modifications dont le coût reste à estimer.

Pour les conditions de rejet, deux contraintes sont à prendre en compte :

- La contrainte de débit du cours d'eau ;
- La contrainte de rejet du tritium.

Les centrales nucléaires bord de rivière/fleuve sont contraintes réglementairement par leur arrêté de rejets qui fixe pour chaque site les limites réglementaires à respecter. Celles-ci prescrivent des limites de débit de cours d'eau basse (étiage) et haute (crue), interdisant le rejet de leurs effluents radioactifs liquides (KER), pouvant mener à la saturation des capacités.

L'optimisation de la gestion des réservoirs et de la production d'effluents est un enjeu majeur pour le passage de ces périodes de rejets restreints. La Règle Particulière de Conduite en condition d'étiage recommande un examen de la possibilité de limitation/arrêt du suivi de charge pour limiter la production d'effluents. Dans ce cas, la seule possibilité pour conserver et garantir la manœuvrabilité des installations sera d'accroître les capacités de stockage sur site dans l'attente de conditions favorables de rejet.

Lors des baisses de niveau des cours d'eau, les centrales nucléaires sont principalement contraintes par les rejets de tritium. Cette contrainte peut se traduire par un rejet très lent ou une impossibilité de rejeter des bâches KER tritiées, selon la concentration en tritium des réservoirs et les débits rencontrés.

L'exploitation des réacteurs nucléaire génère de facto la production de tritium qui est extrait du circuit primaire lors des opérations d'appoint en eau (l'appoint en eau s'accompagne nécessairement d'un rejet pour conserver un volume d'eau constant dans le circuit primaire). La manœuvrabilité n'augmente pas la production de tritium mais vient accroître ces opérations d'appoint en eau au circuit primaire. Cela favorise donc le rejet de tritium du circuit primaire vers les bâches de rejet. Dans ce cas, la mise en place d'une

stratégie de gestion du stock de tritium est nécessaire tout au long du cycle de production pour minimiser l'impact de cette arrivée continue dans les réservoirs de rejets en période d'étiage ou de crue.

L'impact des conditions climatiques sur la manœuvrabilité des unités de production peut fortement varier d'une année à l'autre. En 2022, 17 semaines d'indisponibilité à la manœuvrabilité ont été imputées au système KER pour l'ensemble du parc nucléaire, en raison de l'impossibilité de rejeter les effluents issus de la déconcentration en tritium du circuit primaire. À contrario, en 2024 a été atteint le record de manœuvrabilité sans contraintes particulières de rejets KER en raison de débits de cours d'eau suffisamment élevés.

L'adaptation à la production d'effluents et aux conditions climatiques changeantes a mené à des modifications importantes et d'autres sont en cours d'études :

- ✓ Pour permettre et améliorer le recyclage des effluents issus du circuit primaire vers les réservoirs d'eau (REA-eau) ;
- ✓ Pour ajouter des réservoirs d'entreposage KER et ainsi conserver et garantir la manœuvrabilité des installations dans l'attente de conditions favorables de rejet. L'ajout d'une bache KER sur un site a été évalué entre 10 et 12 millions d'euros.

**Synthèse : l'accroissement de la manœuvrabilité va générer une augmentation des rejets liquides et gazeux et nécessite des investissements élevés dans les systèmes de production d'eau et les systèmes de traitement des effluents. La garantie de la manœuvrabilité de certaines unités de production en période d'étiage ou de crue va probablement passer par l'accroissement de certaines capacités de stockage. Par ailleurs, une augmentation notable du nombre d'arrêts pour modulation, comportant une incertitude sur leur durée et donc sur l'état de repli de l'installation, induirait un risque supplémentaire d'une plus grande consommation d'eau. Ainsi cette contrainte peut être évaluée comme forte vis-à-vis de l'accroissement de modulation.**

- *Les systèmes « supports » permettant la manœuvrabilité*

Les systèmes élémentaires permettant de garantir la manœuvrabilité des unités de production ne sont, pour la plupart, pas des systèmes EIPS (Equipements importants pour la sûreté). La manœuvrabilité des unités de production peut être limitée en raison de la performance des systèmes de traitement des effluents liquides ou gazeux (TEP et TEG).

Selon le retour d'expérience des 3 dernières années, les pertes de manœuvrabilité dues aux équipements participant à la gestion et au traitement des effluents peuvent atteindre, en cumul parc durant l'année, respectivement 13 semaines sur TEG et 56 semaines sur TEP.

Ces systèmes fonctionnent à l'aide de vapeur créée à partir de systèmes dédiés soit directement à partir du transformateur de vapeur (STR), soit par l'intermédiaire de chaudières dédiées (XCA). Il est fondamental que ces systèmes fonctionnent correctement pour permettre la manœuvrabilité de l'installation.

L'analyse fait ressortir des axes de travail pour la fiabilisation :

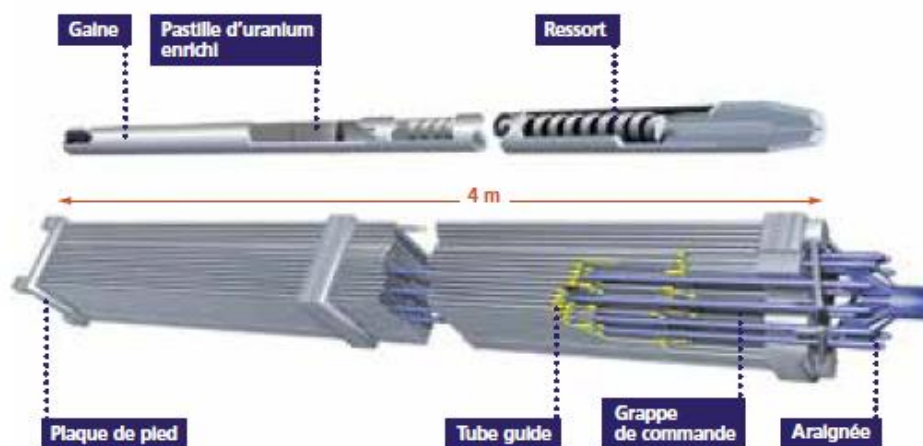
- des systèmes TEP : anticipation des visites réglementaires des réservoirs et fiabilisation des matériels (capteurs, dégazeurs et évaporateurs) ;
- des systèmes TEG : sécurisation de la disponibilité du volume des réservoirs TEG avant arrêt et maîtrise de la production d'effluents lors de la mise à l'arrêt à froid en lien avec la conception du système).

Les programmes d'ores et déjà lancés devront donc être menés à leur terme avec un calendrier de déploiement adapté à l'échelle du parc.

**Synthèse** : la fiabilité et l'efficacité des filières de traitement des effluents sont indispensables pour faire face à un accroissement notable de la modulation. Un accroissement des capacités de traitement peut également être envisagé, ce qui supposerait des investissements importants. Ainsi cette contrainte peut être évaluée comme forte vis-à-vis de l'accroissement de modulation.

- *Impact sur le combustible*

Les pastilles de combustible nucléaire sont contenues dans la gaine d'un crayon combustible. Cette gaine constitue la première barrière de confinement du combustible et doit donc à ce titre rester intègre. Afin d'éviter toute détérioration de la gaine des assemblages, un jeu est à maintenir entre celle-ci et les pastilles combustibles et ainsi limiter l'Interaction entre les Pastilles combustible et la Gaine : phénomène IPG.



Les variations de puissance d'un réacteur nucléaire s'opèrent à l'aide des grappes de commande, notamment par l'insertion de celles-ci dans le cœur. Dans la zone où elles sont insérées, il y a sous-épuisement du combustible. Ce phénomène est d'autant plus prononcé si l'on fonctionne longtemps ainsi. Au retour à un fonctionnement avec les barres de commandes extraites, cette zone sous-épuisée fournira plus de puissance et le risque de point chaud à cet endroit sera plus grand et affectera l'IPG.

Les études de sûreté sur le comportement des crayons combustibles imposent le suivi des facteurs de points chauds et des sollicitations mécaniques lors des remontées de puissance. Cette surveillance est réalisée via la comptabilisation de crédits, définis dans les Spécifications Techniques d'Exploitation. Les facteurs intervenant dans le phénomène IPG sont : le type de produit combustible, le niveau de puissance en transitoire incidentel et la durée du transitoire.

EDF constate depuis les trois dernières années une augmentation des réacteurs finissant leur cycle de production avec une faible marge de fonctionnement à puissance réduite grappes insérées. Cela illustre l'augmentation des sollicitations de fonctionnement prolongé à puissance intermédiaire des réacteurs et pourrait être un facteur limitant en cas d'accroissement fort de la modulation. Des pistes pour augmenter les crédits disponibles sont à l'étude.

L'alternative à cette problématique est d'envisager des arrêts de réacteur qui ne décomptent pas les crédits afin de conserver des marges de fonctionnement à puissance intermédiaire. Cela pose toutefois d'autres inconvénients mentionnés précédemment dans ce rapport et l'ensemble des contraintes devront faire

l'objet de compromis sur les états visés lors des arrêts de réacteur. Il est important de noter que le respect de ces crédits permet de concilier totalement la manoeuvrabilité des réacteurs et le respect complet des exigences de sûreté vis-à-vis de l'intégrité de la première barrière de confinement. Les inétanchéités de gaine qui affectent chaque année quelques réacteurs ne sont pas engendrées par la modulation (mais la modulation peut aggraver une inétanchéité générée par une autre cause).

**Synthèse : la gestion au cours d'un cycle combustible, du temps passé par un réacteur à fonctionner de manière prolongée à une puissance réduite avec les grappes de puissance insérées dans le cœur peut devenir un facteur limitant à la manoeuvrabilité. Ainsi cette contrainte peut être évaluée comme modérée vis-à-vis de l'accroissement de modulation.**

- *Impact sur les cycles de production*

Un enjeu fort de l'industrie nucléaire est la gestion du cycle combustible de manière à constamment optimiser l'utilisation de celui-ci dans nos réacteurs. Une mauvaise gestion du combustible en cours de cycle peut entraîner plusieurs conséquences :

- Une sous-utilisation du combustible en cuve : si un réacteur est amené à moduler sa puissance ou à s'arrêter régulièrement au cours de son cycle alors que cela n'a pas été prévu lors de la conception de sa recharge, alors le risque de s'arrêter pour son arrêt avec une sous-utilisation de son combustible est important.
- Un décalage des arrêts des unités de production : il existe des critères de sûreté qui définissent une utilisation minimale et maximale (-40/+60 Jours Equivalents à Pleine Puissance - JEPP) du combustible avant de pouvoir réaliser un arrêt. En cas de sous-utilisation du combustible en cours de cycle liée à une modulation trop importante, il n'y aura d'autre solution que de décaler la date de lancement de l'arrêt pour permettre d'atteindre le critère de sûreté d'utilisation minimale du combustible. Ce décalage aurait de lourdes conséquences notamment vis-à-vis de la gestion des équipes s'étant préparées à la phase de réalisation de l'arrêt de l'unité de production, vis-à-vis de l'équilibre des ressources parc, de la gestion nationale des outillages spécifiques et de la planification des travaux sur les lignes Très Hautes Tension par le RTE.
- Une inadéquation entre le besoin en énergie nucléaire et la demande : en cas de nécessité d'utiliser le combustible pour permettre de sécuriser la date de lancement de l'arrêt de tranche et atteindre la valeur minimale de sûreté d'usure combustible, il n'y a d'autre choix que de laisser le réacteur en puissance, même si cela est à un moment où la demande est moindre.

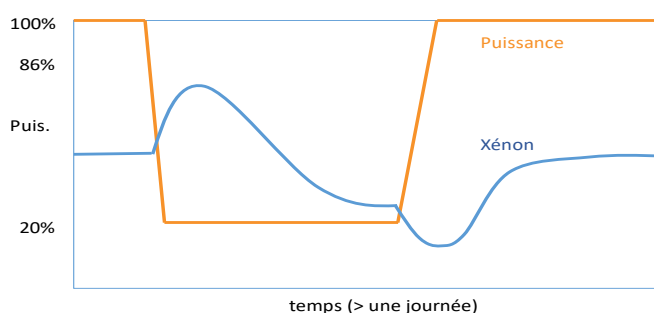
Il est donc nécessaire d'intégrer suffisamment de marge dans les recharges combustibles pour permettre à l'optimiseur de constamment garder l'ensemble des leviers en main pour permettre de concilier le triple enjeu : usure optimisée du combustible, optimisation du placement des moyens de production et sécurisation des dates de lancement des arrêts pour maintenance. Cette gestion du combustible nécessite d'aller plus loin dans l'analyse et pourrait avoir un impact sur le planning des arrêts des unités de production. Le calage actuel des arrêts ainsi que la composition des recharges combustible intègrent d'ores et déjà le fait d'avoir des cycles « détendus » pour bénéficier du plus grand nombre possible d'unités de production, en intégrant, pour une partie d'entre elles, des économies de combustible à résorber, afin de permettre au parc d'assurer sa flexibilité en toute sérénité, notamment dans les périodes de faible appel (consommation basse et/ou production renouvelable élevée). Le travail mené jusqu'alors doit donc être poursuivi et ajusté en fonction des prévisions qui seront réalisées.



**Synthèse** : Les modalités de gestion du combustible sont complexes et ont un impact pluriannuel sur le planning des arrêts du parc nucléaire. Les enjeux financiers associés sont également importants. Même si des leviers d'optimisation du placement des arrêts existent, les conséquences sur l'organisation du programme des arrêts sont profondes, ainsi l'impact de cette contrainte peut être évalué comme forte vis-à-vis de l'accroissement de modulation.

## 2.6 Analyse des impacts Socio-organisationnels et humains (SOH)

L'exploitation des réacteurs nucléaires est une activité complexe et à fort enjeu en matière de sécurité. C'est pourquoi des standards se sont construits progressivement au niveau international et s'imposent à tous les exploitants. Ces standards posent comme un principe le fait que toute activité sensible doit être réalisée par des personnes formées, l'ayant préparée et qui se sont entraînées au préalable. Si les principes sont simples, leur application quotidienne peut être complexe. Si la compétence des équipes peut être garantie en permanence, le caractère non prédictible des variations de puissance ainsi que les arrêts non prévus de réacteur pose quelques difficultés, en particulier pour ce qui relève de la préparation et de l'entraînement. Ce caractère parfois non prédictible de la modulation vient percuter de plein fouet la mise en œuvre de ce standard. En effet, une activité de baisse de puissance et de remontée de la puissance d'un réacteur est une activité sensible qui met en jeu la réactivité du cœur. Elle doit donc être soigneusement préparée, ce à quoi les équipes d'EDF sont rompues. Cependant un changement de programme non prévu (comme une modification de l'heure à laquelle le réacteur doit remonter sa puissance) modifie les conditions dans lesquelles la variation de charge va se dérouler car la réactivité du cœur évolue avec le temps. A titre d'exemple, la gestion de l'effet Xénon lors des variations de puissance nucléaire est un phénomène complexe que les opérateurs de conduite doivent appréhender.



**Effet Xénon** : le Xénon apparaît lors de variations de puissance. Il réduit la réactivité du réacteur et modifie la distribution du flux dans le réacteur selon un phénomène oscillatoire sinusoïdale.

Par ailleurs, certaines activités d'essais ou de maintenance sont des activités sensibles qui ne sont pas réalisables lorsque les équipes de conduite réalisent des opérations de baisse ou de remontée de charge. Si ces opérations de variation de puissance sont décalées dans le temps, l'équipe de maintenance qui s'est préparée et entraînée à réaliser cette activité peut ne plus être disponible et il faut alors solliciter une autre équipe qui devra prendre le temps de préparer et s'approprier l'activité avec le même niveau d'exigence que celle qui était initialement programmée. Cela peut amener à décaler l'intervention à un jour ultérieur ou sur une plage horaire non ouvrables (travail en décalé ou de week-end). Ces perspectives peuvent être un frein à l'attractivité de l'industrie nucléaire, notamment pour attirer les talents des générations futures.

Par conséquent, au-delà des capacités d'adaptation des organisations à l'imprévisibilité liée au développement de la modulation, il y a une limite à ne pas franchir qui est fixée par la sanctuarisation des phases de préparation et d'entraînement des équipes aux gestes sensibles. La capacité d'adaptation des unités de production à un programme de charge toujours plus incertain n'est donc pas sans limite.

- *Analyse sur l'organisation des Projets Tranche en Marche (TEM) du parc nucléaire*

L'augmentation de la manœuvrabilité des unités de production engendre des remaniements des plannings d'activités élaborés à la maille hebdomadaire selon le processus de préparation modulaire TEM. Les demandes de modulation avec des délais de prévenance parfois courts engendrent de l'incertitude sur les activités planifiées et requièrent une capacité d'adaptation en temps réel des acteurs du projet TEM pour les replanifier. Les replanifications d'activités viennent potentiellement impacter d'autres planifications qui avaient fait l'objet d'une préparation modulaire rigoureuse préalable.

De même, le passage d'une baisse de charge par jour, historiquement durant la nuit au creux de consommation, à deux baisses de charge en intégrant celles liées à la « cloche » solaire, a notablement complexifié le placement des activités en heures ouvrables, notamment pour les activités requérant une stabilité ou un fonctionnement à la puissance maximale.

Ce constat doit nous amener à établir des planning types en calant les activités récurrentes dans des plages compatibles avec les besoins en manœuvrabilité, en intégrant une vision parc afin de garantir une manœuvrabilité globale à l'échelle nationale. EDF devra également rechercher de la souplesse en cherchant à relaxer les contraintes de réalisation de certaines activités. De même, une réflexion devra être menée sur le gréement d'une équipe de pilotage « type » et son mode de fonctionnement lors des arrêts pour modulation afin de sécuriser les redémarrages.

Les variations de puissances et les arrêts-démarrages plus fréquents augmentent les sollicitations sur certains matériels comme le système de traitement des effluents TEP. Cela nécessitera de renforcer le monitoring des matériels sensibles en associant l'ingénierie, la conduite et la maintenance pour détecter toute dérive avant la survenue de défaillances et garantir le bon fonctionnement des matériels requis pour la manœuvrabilité des unités de production.

- *Analyse sur l'organisation du personnel de conduite*

Les variations de charge ainsi que les arrêts pour modulation sollicitent fortement les équipes de quart pour préparer et réaliser ces transitoires. Pour autant, les formations et entraînements réguliers permettent une montée et un maintien en compétences des équipes de conduite. La multiplication des transitoires permet également ce maintien des compétences. La manœuvrabilité n'a pas d'impact sur les compétences des équipes et les standards de préparation des activités et d'entraînement des équipes sont des garanties vis-à-vis du respect des exigences de sûreté lors de la réalisation de ces transitoires.

Les activités menées sur les centrales nucléaires exigent une sécurisation systématique afin de garantir la qualité de réalisation. Pour cela, toute activité requiert une phase de préparation et d'appropriation de la part de l'équipe de conduite. Le délai de prévenance et surtout la fréquence de manœuvrabilité et son imprévisibilité peuvent nuire à la préparation. C'est le cas pour les variations de la puissance d'un réacteur nucléaire. Chaque transitoire étant unique par son amplitude, sa durée, et le contexte dans lequel il s'inscrit (transitoire réalisé auparavant ou non, usure combustible...), une préparation minutieuse de celui-ci doit être réalisée, conformément aux standards internationaux du nucléaire.

Aujourd'hui, le délai de prévenance de RTE envers les opérateurs pour solliciter un mouvement de charge peut être court : 20 min. S'il ne peut descendre en dessous, ce délai semble suffisant dans la majorité des cas pour mettre en place un processus de préparation rigoureux au transitoire de baisse ou de prise de charge. Toutefois, si dans certaines situations ce délai ne devait pas être suffisant, l'exploitant en quart et le Chef d'exploitation (CE) particulièrement, reste le décisionnaire pour valider ou non un changement de puissance.

La primauté sûreté est une constante et le CE a cette responsabilité, quitte à demander un report de la variation de puissance s'il estime que son équipe n'est pas suffisamment préparée pour réaliser le transitoire demandé.

Lors des variations de charge, les paramètres de pilotage du cœur (telle la différence axiale de puissance) doivent être maintenus à l'intérieur du diagramme de fonctionnement défini dans les Spécifications Techniques d'Exploitation (STE). Le but du pilotage par les opérateurs est d'assurer un contrôle de cette différence axiale de puissance sur une cible référence afin d'éviter les phénomènes d'oscillation xénon. Ce contrôle se fait via les grappes de régulation et la concentration en bore du circuit primaire.

Le pilotage du réacteur est au cœur du métier d'exploitant nucléaire. Contractuellement, une unité de production doit avoir la capacité de réaliser 2 baisses de charge profondes par jour calendaire et de remonter de son Minimum Technique à Puissance maximale disponible (PMD) en environ 30 minutes.

Le domaine de fonctionnement étant plus restreint sur le palier 900 CPY que sur le palier 1300, c'est bien l'enchaînement rapproché des baisses de charge profondes, qui génère des difficultés de pilotage et de respect des limites STE sur le palier 900. Elles peuvent conduire à un besoin de stabiliser le cœur à puissance intermédiaire avant d'avoir la capacité de remonter à PMD. En revanche, il n'apparaît pas de problématique de pilotage pour remonter à PMD sur le palier 1300.

La formation, l'entraînement régulier des opérateurs et leur préparation de ces transitoires sont des gages très robustes de la capacité des unités de production à pouvoir réaliser leur programme de marche, y compris dans un contexte de forte manœuvrabilité.

Le travail de préparation de ces transitoires de puissance peut prendre un certain temps, d'autant plus qu'il est ensuite suivi d'étapes de validation, de partage au sein de l'équipe de conduite pour ensuite déboucher sur un Pré-Job-Briefing juste avant de réaliser l'activité.

Le développement d'un Outil d'aide au pilotage pour les opérateurs (OAP 3D), en cours de test sur le site de Cattenom, permettant de simuler le transitoire qu'ils s'apprêtent à réaliser est donc un levier incontestable pour faciliter la préparation de ces transitoires et donc de mieux garantir la manœuvrabilité des installations en toute sûreté. Le temps que ces outils soient développés, des palliatifs organisationnels pour aider à la préparation de ces activités pourront également être proposés. Le budget prévisionnel pour le développement de l'outil et son déploiement est estimé à 4 M€.

Il n'en demeure pas moins que la prédictibilité de ces transitoires de puissance reste le meilleur gage pour permettre une préparation et une appropriation selon les standards internationaux.

- *Analyse sur l'organisation du personnel des services chimie*

La manœuvrabilité affecte notablement l'organisation des équipes chimie pour les activités à court, moyen et long terme. Les impacts de celle-ci sont communs à tous les paliers mais sont plus exacerbés pour le palier 900 dont les matériels et systèmes sont moins dimensionnés, en particulier le système de Traitement des effluents primaires (TEP), ou pour les sites où le contexte (étiage, unités de production en redémarrage) ne laisse que peu de marges de manœuvre aux équipes.

Les arrêts pour modulation perturbent les équipes chimie notamment du fait du peu de prévisibilité de ceux-ci. Ces arrêts impliquent une sollicitation accrue des matériels et des hommes pour le conditionnement des circuits, en particulier le circuit secondaire et la production d'eau déminéralisée.

La sollicitation génère des absences au sein des collectifs (récupération des jours travaillés lors des arrêts EOD) qui fragilisent le bon fonctionnement de l'équipe. En effet, aux sollicitations en soirée ou de nuit en semaine pour des analyses, s'ajoutent une augmentation des sollicitations de week-end pour les personnels

d'astreinte (travail estimé entre six et neuf heures de présence chaque jour du week-end en augmentation d'environ trois heures par rapport à la situation actuelle), donnant ainsi lieu à des récupérations en temps, pénalisantes pour la gestion du travail collectif.

L'ensemble des sites partage le fait que la manœuvrabilité induit une désorganisation des activités, ce qui requiert un ajustement permanent pour garantir un niveau constant de qualité d'exploitation. Celle-ci sollicite également les équipes d'intervention pour assurer la fiabilité des matériels pouvant présenter des fragilités telles que la régénération des chaînes de production d'eau déminéralisée ou l'injection de réactifs.

Les modalités de fonctionnement actuelles des sections chimie vont devoir être réexaminées dans l'hypothèse d'un accroissement notable de la modulation. Les organisations actuelles n'intègrent pas ce champ de contraintes et les sollicitations inhérentes.

Par conséquent, le travail devra porter sur les orientations suivantes :

- L'organisation du métier « Chimie » pour intégrer pleinement la manœuvrabilité des unités de production dans son plan de charge et ses modes de fonctionnement ;
- L'interface entre les métiers de la chimie, de la conduite et du projet TEM ;
- L'approche patrimoniale du domaine chimie et environnement pour renforcer la fiabilité des systèmes afférents.

- *Analyse sur l'organisation du personnel des services automatisés*

Tout comme pour les services chimie, la manœuvrabilité croissante des installations affecte fortement les équipes d'automatiseurs, tant sur le plan organisationnel que matériel et humain.

Les automatiseurs sont particulièrement exposés au risque de perturbations du planning en raison du caractère parfois imprévisible de la manœuvrabilité. Il n'est pas rare que des activités nécessitant une stabilité de la puissance de l'installation soient reportées du fait de la nécessité de moduler.

Or ces activités sont très souvent des activités dites sensibles, c'est-à-dire présentant un risque d'arrêt automatique réacteur ou qui concernent des implantations de paramètres pour la protection du réacteur, ou encore sont en lien avec la maîtrise de la réactivité.

Ces activités font l'objet d'une préparation, d'une planification et d'une appropriation par les agents habilités rigoureuses. Il y a donc un enjeu sûreté associé à ces décalages réguliers.

De même, il peut arriver qu'une équipe d'intervenants se soit approprié un dossier d'intervention, que le calage ait été réalisé avec les opérateurs de conduite mais que l'activité ne se fasse pas pour des raisons de modulation. Il y a alors une perte de productivité forte puisque l'équipe d'intervenants peut difficilement se replier sur une autre activité.

Ce décalage d'activités est d'autant plus vrai que les baisses de puissance interviennent désormais en lien avec la « cloche » solaire, c'est-à-dire entre la fin de matinée et la fin d'après-midi. Cette nouvelle sollicitation de modulation depuis quelques années doit amener à repenser la planification des activités pour à la fois concilier les exigences de sûreté, la manœuvrabilité et la productivité. Un levier important porte sur la construction d'un planning gabarit à l'échelle du Parc pour optimiser le placement des activités qui requièrent une stabilité.

La manœuvrabilité entraîne une sollicitation accrue du matériel dont les automaticiens assurent la maintenance. Il est donc nécessaire de se préparer à intervenir en cas de besoin pour faire face aux éventuels fortuits pouvant survenir durant ces transitoires.

Il sera nécessaire d'étudier la fiabilité des matériels sollicités et envisager d'éventuelles mises à jour des Programmes de base de maintenance préventive (PBMP) afin d'intégrer ces sollicitations dans les hypothèses de fiabilité.

Par conséquent, EDF va engager un travail afin de :

- Ajuster le programme de maintenance en fonction de la fiabilité et du taux de défaillance des matériels les plus sollicités ;
- Travailler sur les rythmes de travail et les organisations, afin de mieux absorber les aléas et les sollicitations imprévus avec un même niveau de qualité d'intervention qu'actuellement ;
- Intégrer dans la gestion prévisionnelle des emplois et des compétences (GPEC) les besoins nouveaux en compétences issus des évolutions des modes de travail induits par les nouvelles formes de modulation.

## 2.7 Synthèse des coûts

Un premier exercice d'estimation des surcoûts liés à l'évolution de la modulation a été réalisé sur la base d'hypothèses réalistes, dont les éléments seront consolidés dans le cadre des actions de suite de cette étude que nous engageons. Les différents coûts liés à la modulation sont les suivants :

### ➤ Coûts variables liés à l'exploitation :

- *Réactifs primaires* : pour le circuit primaire, le surcoût lié à la manœuvrabilité se situe principalement sur la consommation des produits chimiques. Il s'élève entre 50 et 270 k€ par tranche et par an, soit pour le parc nucléaire une augmentation pouvant aller jusqu'à 15 M€ par an.
- *Réactifs secondaires* : les surcoûts sont négligeables.
- *Effectifs* : le besoin en effectif supplémentaire reste à préciser. Le coût d'une personne supplémentaire par tranche est estimé à environ 5 M€/an pour l'ensemble du parc.

Par ailleurs, de possibles dépenses supplémentaires sur le poste d'eau ont été identifiées, dont les données seront confirmées dans les études à venir.

Enfin, concernant le coût du combustible, qui est une composante essentielle du coût variable du nucléaire, il n'est pas constaté à ce stade d'évolution significative de ce coût ces dernières années dans le contexte d'évolution significative de la modulation tel que présenté dans cette note. Ce point fera néanmoins l'objet d'un suivi attentif lors des prochaines années afin de détecter précocement toute éventuelle dérive.

➤ **Coûts de maintenance :**

**Concernant les systèmes AHP et GSS**, des dégradations ont été constatées sur ces équipements à partir de 2004 (GSS de BUG) : des cas de fissuration ont été rapportés sur les réchauffeurs AHP et sur les faisceaux GSS. En conséquence des dégradations constatées, 6 remplacements de réchauffeurs sont programmés et le remplacement de 11 autres réchauffeurs sont envisagés). Le coût de remplacement des 17 réchauffeurs concernés est de l'ordre de 136 M€.

**Concernant les turbines** des réacteurs des paliers CP0 et CP1, le remplacement des corps basse pression sur 13 lignes d'arbres (générant une augmentation de puissance de 30 à 40 MW par tranche entre 2027 et 2035) pour environ 1400 M€ permettra d'annuler les conséquences avérées de la modulation sur l'usure des équipements de ces tranches.

Pour le palier 1300 MW, un remplacement des corps HP et BP est en cours d'étude et permettra également, s'il était réalisé, d'annuler également les conséquences de la modulation sur ces équipements.

Le remplacement des 8 turbines du palier CP2 ne sont, à date, pas envisagées à court terme. Si cela devait évoluer en raison de la modulation du parc nucléaire, nous ne disposons pas de chiffrage précis mais le coût prévisionnel peut être estimé entre 800 M€ et 1 Mds€.

Les turbines des 4 réacteurs N4 sont plus récentes et ont entre 20 et 25 ans d'âge. Si leur remplacement devait être programmé, nous ne disposons pas de chiffrage précis à ce stade mais le coût prévisionnel peut être estimé de l'ordre de 500 M€.

**Concernant les organes d'admission de la turbine**, la programmation des visites complètes des organes d'admission turbine des corps BP tous les 6 ans (au lieu de tous les 10 ans actuellement) générerait un surcoût estimé à 30M€ par an pour l'ensemble du parc. Par ailleurs, la maîtrise des phénomènes de dégradations matérielles liée à la manœuvrabilité passera par des études dédiées dont le montant peut être estimé à environ 10 M€.

**Concernant les alternateurs**, pour estimer l'impact de la manœuvrabilité sur les coûts de maintenance, une approche à dire d'experts est proposée ci-après. Le coût de la maintenance courante des alternateurs est de l'ordre de 15 M€/an. Les phénomènes de vieillissement inhérents à la manœuvrabilité n'étant pas à ce jour prédominants sur le vieillissement global des composants de l'alternateur, nous proposons de retenir un impact de l'ordre de 10% à 25% de coût supplémentaire de maintenance courante, soit 1,5 à 3,75 M€/an pour l'ensemble des 57 alternateurs en exploitation.

**Concernant les Turbo-Pompes Alimentaires (TPA)**, l'augmentation de l'amplitude et du temps des baisses de charge contribue à accélérer les cinétiques de dégradation des matériels (pompes, turbine, accouplement). Il s'agit d'un enjeu patrimonial et de juste maintenance préventive. Le surcout lié aux pièces de rechange supplémentaires à approvisionner pour les TPA pour maintenir une totale manœuvrabilité des tranches est de l'ordre de 2 M€/an pour le palier 1300 et de l'ordre de 1M€/an pour le CPY.

**Concernant le colmatage des générateurs de vapeur**, nous n'avons pas identifié, à ce stade, de corrélation explicite entre les principaux indicateurs de manœuvrabilité et les cinétiques de colmatage constatées sur les 10-15 dernières années. Toutefois il est possible que nous soyons amenés à augmenter la fréquence des Nettoyages Préventifs des Générateurs de Vapeur (NPGV). Si on considère que la modulation conduira à la réalisation d'un NPGV supplémentaire par an, le surcoût sera compris entre 15 à 20 M€ par an.

Enfin, si on prend l'hypothèse d'un impact de 10% de maintenance courante supplémentaire en base, il conviendrait de rajouter un surcoût supplémentaire de 280 M€ par an (le volume annuel de maintenance courante était de 2.8 Md€ en 2024).

Il restera à instruire le coût du renforcement des systèmes de traitement des effluents et de production de vapeur et celui de l'accroissement des capacités de stockage des effluents sur CNPE. L'accroissement de la manœuvrabilité nécessitera donc des investissements élevés dans les systèmes de production d'eau et les systèmes de traitement des effluents, dont le coût reste à préciser. La garantie de la manœuvrabilité de certaines tranches en période d'étiage ou de crue va probablement passer par l'accroissement de certaines capacités de stockage. L'analyse fait ressortir des axes de travail pour la fiabilisation des systèmes :

- TEP : anticipation des visites réglementaires des réservoirs et fiabilisation des matériels (capteurs, dégazeurs et évaporateurs).
- TEG : sécurisation de la disponibilité du volume des réservoirs TEG avant arrêt et maîtrise de la production d'effluents lors de la mise à l'arrêt à froid en lien avec la conception du système).
- KER : accroissement des capacités de stockage.

Les programmes sont d'ores et déjà lancés et devront donc être menés à leur terme avec un calendrier de déploiement à l'échelle du parc adapté et dont le chiffrage précis reste à établir.

## 2.8 Conclusion

Le parc nucléaire français a été conçu pour ajuster sa production aux variations de la consommation. La modulation n'est donc pas un phénomène nouveau. Cependant, l'année 2024 a marqué une rupture tant sur les volumes de modulation que sur ses modalités. Désormais, la production se creuse au moment du pic solaire en milieu de journée et la variabilité est bien plus forte que dans le passé. Ces nouvelles modalités engendrent des sollicitations nouvelles des équipements et des personnels, et présentent de multiples défis. Ceci est d'ores et déjà une réalité pour les unités de production qui sont régulièrement sollicitées à la baisse et pour lesquelles on peut observer des phénomènes vibratoires au niveau du poste d'eau. Le rythme des transitoires et l'augmentation des arrêts de courte durée accroissent la sollicitation des matériels occasionnant une accélération de l'usure de ceux-ci qui est avérée dans quelques cas et qui se manifestera dans quelques années pour d'autres. L'incertitude quant à la durée a priori de chacun de ces arrêts pour modulation accroît les conséquences potentielles, notamment pour ce qui concerne l'usure prématurée des TPA, les consommations d'eau et l'organisation du travail.

Pour y faire face, EDF doit réinterroger ses programmes de maintenance avec une augmentation de la fréquence des activités de contrôle ou de remplacement de pièces d'usure, ou encore accélérer les programmes de remplacements de gros composants. C'est donc la filière nucléaire dans son ensemble qui est concernée par cette transformation. Les pratiques d'exploitation doivent aussi évoluer de façon à ce que les transitoires de puissance ou les arrêts complets des réacteurs soient moins sollicitants pour les installations, tout en préservant la manœuvrabilité des unités de production. Les analyses doivent se poursuivre pour préciser la nature de ces programmes.

Par ailleurs, l'augmentation des volumes de modulation, combinée à d'autres facteurs comme l'allongement des périodes d'étiage sur les cours d'eau, peut nécessiter une adaptation des installations avec des investissements en équipements permettant de disposer de plus de souplesses d'exploitation. C'est le cas notamment pour les équipements de stockage des effluents.

Enfin, la modulation nécessite une révision des organisations et des modes de travail essentiellement du fait du caractère devenu plus incertain des programmes de production. Cette adaptation a cependant une limite qui est fixée par les standards d'exercice du métier d'exploitant nucléaire, qui exigent que les activités sensibles soient préparées et réalisées par des équipes entraînées.

Cette adaptation du parc a un impact économique certain car elle conduit à réaliser de nouveaux investissements sur le parc nucléaire français, tout en s'accompagnant d'une réduction de sa production.

## 3. Contraintes industrielles et limites techniques

### 3.1 Contraintes internes

Le parc nucléaire d'EDF contribue à la flexibilité du système électrique français, adaptant son niveau de production aux variations de la consommation et, de plus en plus, aux variations de la production des énergies renouvelables. La poursuite du développement de ces dernières pourrait conduire les centrales nucléaires à des niveaux de puissance très bas, ce qui pourrait rendre difficile leur retour à pleine charge dans les temps requis par une augmentation de la demande résiduelle, en fin de journée par exemple. Passé un certain seuil, plus la baisse aura été profonde, plus le retour à pleine puissance sera retardé, ce qui pourrait conduire à un manque d'offre significatif, difficilement compensable par les autres ressources disponibles, et à un coût très élevé pour la collectivité, faisant peser un risque important pour l'équilibre du système électrique.

Après un rappel des situations déjà vécues, cette partie se propose d'expliquer les causes des risques de remontée différée de la production. Les conséquences potentielles de ce risque de manque d'offre devraient être prises en compte par les acteurs du système électrique afin d'éviter ou de limiter leur occurrence.

Comme déjà évoqué dans ce rapport, il faut distinguer trois modes de modulation pour le parc nucléaire :

- La modulation réalisée dans le cadre des réglages primaires et secondaires de fréquence (les services système) ;
- Des variations de charge jusqu'au Minimum Technique Courant qui permettent une reprise de puissance rapide, typiquement pour accompagner la « cloche » solaire ;
- L'arrêt complet du réacteur, qui impliquera un temps de redémarrage plus long.

La combinaison des baisses de puissances et des arrêts des unités de production permet de définir le bon équilibre pour à la fois assurer l'équilibre offre/demande et permettre une remontée de la puissance disponible lorsque la consommation augmente ou lorsque le volume d'énergies non pilotables diminue.

Le fonctionnement d'un site nucléaire répond à des exigences d'exploitation qui fixent les limites de manœuvrabilité des tranches. Ces limites peuvent avoir différentes origines :

- Les contraintes associées au combustible nucléaire ;
- Les contraintes liées à la gestion de plusieurs tranches à l'arrêt sur un même site ;
- Les contraintes associées aux activités de maintenance et de contrôles, devant être réalisées à un niveau de puissance stable et dans les délais fixés par les Règles générales d'exploitation (RGE) ;
- Les contraintes techniques ou environnementales pouvant limiter la manœuvrabilité de certaines tranches.

Il est essentiel de bien comprendre le champ de contraintes dans lequel s'opère l'exploitation des réacteurs nucléaires afin d'identifier les leviers qui permettront de renforcer la manœuvrabilité du parc. Ces contraintes vont venir limiter les performances d'un réacteur sur les champs suivants :

- Réduction de l'amplitude de baisse de puissance ;
- Limitation de la capacité à s'arrêter pour une courte durée ;
- Limitation de la capacité d'un réacteur à revenir rapidement en production.

- *Rappel historique*

Depuis les années 1980, le parc nucléaire français est exploité de manière flexible, pour contribuer à l'équilibre offre / demande. Cela consiste à faire varier le niveau de puissance des réacteurs, parfois à en arrêter certains. Cette sollicitation du parc nucléaire est réalisée dans le respect des règles d'exploitation et



en veillant à sauvegarder les performances de l'outil industriel. Ces règles d'exploitation sont fonction du type de réacteur (900MW, 1300MW, 1450 MW, EPR), de contraintes techniques et des limites environnementales.

En 2024, face à une consommation faible et à l'augmentation des productions renouvelables non pilotables, et malgré un niveau d'exportation élevé, la sollicitation à la baisse du parc nucléaire EDF, comptée en nombre de variations, a dépassé les valeurs maximales enregistrées depuis l'origine. Les trajectoires déjà engagées de développement de l'éolien et du solaire vont conduire à un besoin grandissant d'adaptation de la production pilotable, dont une grande partie incombera au parc nucléaire.

Jusqu'à présent, le retour à pleine charge après une baisse montre un taux de fiabilité élevé. Quelques retards à la remontée en puissance, ou des besoins de stabilisation en cours de montée, sont absorbés par le fonctionnement d'ensemble du système électrique.

Une fois les réacteurs abaissés à leur minimum technique, soit 20% de leur puissance nominale, et lorsque les baisses de charge ne suffisent pas, des arrêts courts de certains réacteurs sont nécessaires pour réduire la production nucléaire au niveau résiduel voulu. Ce niveau correspondant à l'appel de consommation plus les exportations auquel il faut retrancher les productions fatales et les éventuelles importations. Depuis 2020, cet appel résiduel est descendu plusieurs fois proche de 20 GW, contre 30 GW avant 2015. Sur les 74 arrêts pour équilibre offre / demande de 2024, la grande majorité d'entre eux se sont soldés par le redémarrage à l'heure, mais trois d'entre eux ont subi un retard d'une journée environ, et quatre autres un retard de l'ordre de 6h ; ces retards survenant nécessairement à la pointe d'appel, puisque c'est la hausse de la demande qui a justifié le besoin de les redémarrer. L'absence de cumul de retards a permis au système électrique d'absorber ces manques de production.

A consommation égale, une plus forte production renouvelable dans les prochaines années devrait conduire à baisser encore davantage l'appel au nucléaire dans certaines tranches horaires, et donc à arrêter simultanément un plus grand nombre d'unités de production. EDF considère que, dans ces conditions, le risque de retard pour les retours à pleine charge serait accru, pouvant atteindre un cumul de manque à produire difficilement compensables par le système électrique.

- *Les contraintes associées au cycle du combustible nucléaire*

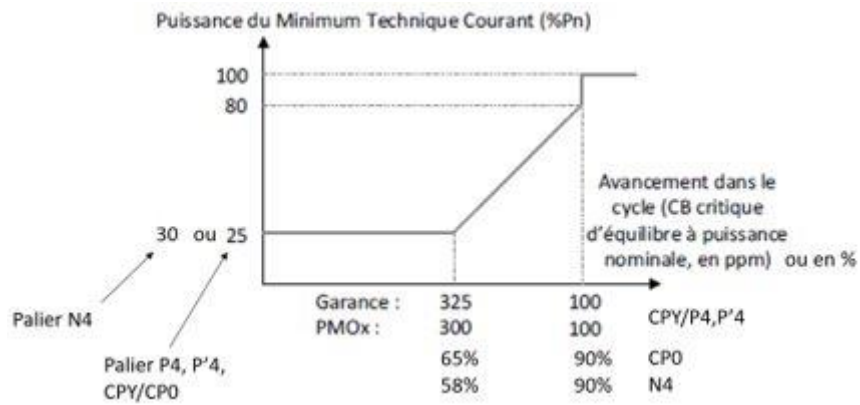
Un assemblage combustible effectue généralement quatre cycles en cœur, ce qui en fait une réserve d'énergie progressivement consommée au fil des cycles. À chaque arrêt pour rechargement, environ un quart ou un tiers des assemblages du cœur sont remplacés par des assemblages combustibles neufs.

Une usure insuffisante du combustible au cours d'un cycle aurait pour conséquence, lors du cycle suivant, de rendre le cœur trop « chargé » en énergie, ne répondant alors plus aux critères de sûreté et de stabilité. C'est pourquoi un réacteur ne peut être arrêté pour rechargement avant qu'un certain taux d'usure du combustible n'ait été atteint. La durée « naturelle » d'un cycle ne peut ainsi être raccourcie de plus de 40 jours. Cette contrainte est intégrée dans la définition des réacteurs susceptibles de pouvoir s'arrêter en cours de cycle pour éviter tout risque de décalage de l'arrêt pour rechargement lié à un défaut d'usure du combustible.

Durant cette période, le réacteur peut ajuster sa puissance entre la puissance maximale disponible (PMD) et son minimum technique courant (MTC). Ce dernier correspond à la puissance minimale qu'un réacteur peut atteindre tout en conservant l'ensemble de ses systèmes de régulation en automatique.

Le MTC varie selon l'avancement du cycle : il augmente dans le dernier tiers du cycle, en raison de la diminution de la concentration en bore dans le circuit primaire ce qui réduit l'efficacité de la dilution.

Ainsi, l'amplitude de modulation d'un réacteur dépend de l'avancement de son cycle combustible.



À l'inverse, il est possible de prolonger la durée d'un cycle au-delà de sa durée naturelle, jusqu'à environ 60 jours supplémentaires : c'est la période dite de « stretch ». Cette prolongation permet une utilisation optimale du combustible, mais comporte plusieurs contraintes d'exploitation :

- Les grappes de commande ne peuvent pas être insérées dans le cœur en dehors des phases d'arrêt ou de redémarrage ; les variations programmées de puissance sont donc interdites.
- Le fonctionnement en stretch s'effectue à très faible concentration en bore. Or tout arrêt complet du réacteur entraîne une injection de bore dans le circuit primaire, qu'il faut ensuite extraire par dilution lors du redémarrage. Cela génère des temps de dilution longs et un volume important d'effluents liquides et gazeux.

Ainsi, à l'approche d'un arrêt pour rechargement, les capacités de pilotage d'un réacteur conduisent à augmenter les durées de redémarrage en cas d'arrêt du réacteur et à réduire les pentes de montée de charge. S'il fallait arrêter ces réacteurs pour passer un creux d'appel de 24h, leur couplage ne se ferait que 12h après la fin du creux d'appel, donc après la pointe d'appel qui suit. Le retour à pleine charge prendrait ensuite de 6 à 24h, contre moins de 3h pour le cas général. C'est pourquoi, jusqu'ici, EDF n'arrête pas ses réacteurs lorsqu'ils sont en période de stretch. Selon les périodes de l'année, 3 à 8 réacteurs sont dans ces phases d'exploitation, représentant environ 3 à 9 GW. Ces limitations sont de conception et ne peuvent donc pas être corrigées. Cela représente en moyenne, l'équivalent d'environ 4 unités de production devant rester à leur puissance nominale. Il est toujours possible d'arrêter ces réacteurs, si l'on accepte de s'en priver pendant quelques jours. En revanche, les réservoirs de stockage des effluents ayant été remplis lors du redémarrage (opérations de dilution), cette opération ne pourra pas être répétée avant quelques semaines.

Par ailleurs, les études de sûreté relatives au combustible définissent des limites en énergie ou en temps de fonctionnement à basse charge, notamment lorsque les grappes de commandes sont insérées dans le réacteur. Après plusieurs mois de forte sollicitation à la baisse, les contraintes sur le combustible vont limiter la capacité du réacteur à réaliser de nouvelles baisses de puissance dans le cadre de la modulation. En 2024, pour la première fois, plusieurs réacteurs ont dû limiter leur capacité à moduler après avoir réalisé des programmes de baisses répétées.

- *Les contraintes techniques ou environnementales*

Afin de maintenir un haut niveau de performance, l'exploitant d'une unité de production est parfois amené à s'interdire des baisses et des arrêts (sauf pour impératif de sûreté). Une variation de charge peut par exemple aggraver la consommation en hydrogène d'un alternateur, ou provoquer des vibrations de certaines pompes. Si, pour cause d'équilibre offre / demande, EDF était amenée à baisser ou arrêter ces réacteurs, il est probable qu'ils ne pourraient pas être redémarrés ou remontés en puissance rapidement, du fait des contraintes

techniques sur ces équipements pouvant par exemple limiter la vitesse des variations de charge. Un retard au couplage serait probable, sans qu'il soit possible de chiffrer ce risque autrement qu'en faisant appel aux statistiques. Si l'aggravation de l'anomalie technique nécessite des travaux d'ampleur, cette prolongation d'arrêt peut durer plusieurs jours. EDF considère qu'en moyenne, 3 réacteurs se trouvent dans ces situations, représentant un risque de perte de production de 3,3 GW. EDF mène des actions de fiabilisation des équipements, mais un aléa industriel ne peut jamais être exclu. Dans quelques cas rares, l'imposition à pleine puissance relève d'un engagement pris devant l'ASNR.

Par ailleurs, après plusieurs jours de variations de charge répétées, le volume des effluents primaires des réacteurs du palier 900 MW peut atteindre les capacités maximales de traitement d'un site (le dimensionnement des stations de traitement des effluents est différent sur les paliers 1300 et N4). Un volume libre est requis par les spécifications d'exploitation, ce qui permet toujours de pouvoir arrêter un groupe rapidement si les conditions de sûreté le requièrent. En revanche, son redémarrage ne pourrait intervenir qu'après traitement d'un volume suffisant d'effluents, ce qui prendrait potentiellement plus d'une journée. Le couplage serait retardé, et la montée à pleine charge serait ralentie. Statistiquement, 2 réacteurs peuvent être concernés, soit 2,2 GW de manque à produire.

Enfin, des contraintes environnementales peuvent également limiter la manœuvrabilité des tranches, notamment durant les périodes d'étiage ou de crue. Durant ces périodes, l'impossibilité d'effectuer des rejets entraîne une accumulation d'effluents dans les bâches de stockage du site. Pour éviter leur saturation, une des mesures consiste à limiter la manœuvrabilité des tranches, fortement génératrice d'effluents. Cette contrainte est saisonnière et peut difficilement être modélisable, mais cette contrainte existe et est un facteur limitant vis-à-vis de la manœuvrabilité de certains réacteurs, notamment situés en bord de fleuve.

- *Les contraintes associées aux activités de maintenance et aux essais périodiques*

Le haut niveau de sûreté d'un réacteur repose sur les opérations de maintenance et les essais périodiques des équipements.

Les travaux de maintenance, tels que les coupures vapeur auxiliaires (SVA) ou les interventions sur la station de production d'eau déminéralisée, immobilisent les tranches à puissance maximale disponible (PMD). Ces interventions sont lourdes, mobilisent d'importantes ressources et nécessitent plusieurs jours de remise en service.

Par ailleurs, certains essais périodiques consistent à « cartographier » le combustible pour mesurer son usure et calibrer précisément les capteurs et protections du réacteur. Ces essais, nécessitant une stabilité parfaite, se déroulent à la puissance maximale disponible et durent entre 3 et 4 jours tous les 30 jours.

Enfin, après un rechargement de combustible, un réacteur ne peut pas manœuvrer immédiatement : un essai de positionnement des grappes de commande doit être réalisé, ce qui peut prendre plusieurs jours, voire plusieurs semaines.

L'ensemble de ces travaux génèrent déjà aujourd'hui une indisponibilité des unités de production nucléaires aux arrêts EOD mais aussi à toute manœuvrabilité que l'on peut estimer à environ 4 semaines par unité de production et par an, soit l'équivalent de 4 réacteurs en permanence indisponibles pour ajuster leur puissance ou pour s'arrêter, soit une puissance estimée entre 4 et 5 GW.

- *Les contraintes liées à la gestion de plusieurs tranches sur un site*

Le parc nucléaire français comporte des sites de 2, 3 (FLA), 4 ou 6 unités de production. Certaines contraintes, parfois propres à chaque site, peuvent affecter la manœuvrabilité des installations.

Un réacteur nucléaire, s'il reste en puissance et connecté au réseau va pouvoir revenir à sa puissance maximale disponible dans un délai moyen de 30 minutes à 1 heure. En revanche, en cas de mise à l'arrêt du réacteur, un délai minimum est requis entre la prise de décision du redémarrage et la connexion effective au réseau de l'unité de production (minimum 6 heures, couramment entre 12 et 24h suivant la configuration de l'arrêt).

Lors de redémarrages simultanés sur un même site, des problèmes liés à la gestion des ressources en eau, en vapeur ou à la capacité de traitement des effluents peuvent survenir. Cette configuration nécessite d'échelonner les opérations de redémarrage.

Pour redémarrer, un réacteur a besoin de vapeur et d'eau :

- La vapeur sert à dégazer l'eau injectée dans le circuit primaire, à faire fonctionner la turbopompe d'alimentation des générateurs de vapeur, à traiter les effluents et à maintenir le poste d'eau sous vide.
- L'eau permet la dilution du bore pour la divergence du réacteur et l'augmentation de puissance, ainsi que le refroidissement du réacteur via les générateurs de vapeur.

La vapeur peut être produite soit par l'unité de production elle-même (lorsqu'elle est en puissance), soit par des chaudières dédiées, utilisées uniquement dans ces circonstances. La vapeur est distribuée via un réseau commun aux différentes unités de production sur site.

Lorsqu'aucune unité de production n'est en service, seule la production de vapeur par les chaudières est possible, avec un débit limité, rendant incertain le redémarrage simultané de deux réacteurs.

L'eau constitue également un facteur limitant, notamment sur les sites de 4 ou 6 unités de production, car les infrastructures n'ont pas été dimensionnées à l'origine pour permettre le redémarrage simultané de plusieurs réacteurs.

Enfin, sur le plan organisationnel, les redémarrages nécessitent la présence de ressources indispensables telles que l'ingénieur sûreté, chargé de vérifier le respect des Spécifications Techniques d'Exploitation, ou encore le Chef d'exploitation, responsable du niveau de sûreté des réacteurs en temps réel. Ces contraintes humaines rendent difficile la gestion de plusieurs redémarrages en parallèle.

Enfin, le redémarrage d'un réacteur et d'un groupe turbo-alternateur fait appel à la remise en service de certains équipements mis hors exploitation au découplage. La remise en service conduit parfois à faire émerger un défaut latent. Une intervention de maintenance est alors nécessaire, faisant prendre du retard au redémarrage. Si plusieurs groupes d'un même site doivent redémarrer simultanément, la capacité du site à corriger plusieurs défauts en même temps n'est pas garantie. En proportion du nombre de groupes arrêtés sur un même site, le risque de retard au couplage s'accroît.

Au global, un des enjeux associés à la mise à l'arrêt de plusieurs unités de production sur un même site est le ralentissement de la vitesse de remontée vers la pleine puissance. Au-delà d'un seul arrêt EOD par site, le risque d'un retard dans le retour à la pleine puissance des réacteurs pour répondre aux besoins du système électrique (pointes de consommation résiduelle) est accru.

Une faible visibilité quant à la date souhaitée de retour sur le réseau des réacteurs en arrêt pour modulation compliquerait la capacité des sites à organiser les ressources pour sécuriser chaque démarrage.

- *Gestion d'un redémarrage après un arrêt EOD ou un passage au minimum technique courant*

La mise à l'arrêt comme la baisse de puissance d'un réacteur nucléaire sont des transitoires connus et maîtrisés. Le nombre d'aléas pouvant ralentir cette mise à l'arrêt est limité et une déconnexion de l'unité de production du réseau électrique dans des délais courts est possible à tout moment.

En revanche, bien que tout autant maîtrisé, le redémarrage d'une unité de production à l'arrêt est plus complexe et plus sensible qu'une remontée de la puissance après un fonctionnement au minimum technique. Un redémarrage expose en effet à des avaries matérielles potentiellement bloquantes pour le couplage de l'unité de production au réseau électrique. Comparé à une baisse au minimum technique, l'arrêt d'un réacteur expose l'exploitant à un risque plus important de retard lors de la phase de recouplage et de remontée vers la pleine puissance. Si la probabilité pour chaque réacteur de subir un aléa avec un retard au démarrage reste la même, le cumul d'arrêts EOD la rend plus importante à l'échelle d'un site ou du parc. Ce risque s'ajoute à l'allongement des temps de démarrage.

Cette augmentation du risque de retard à l'atteinte de la pleine puissance est confirmée par le retour d'expérience d'EDF. En comparaison à ceux dont le fonctionnement a été maintenu au minimum technique, le retour d'expérience de l'année 2024 montre un retard dans la remontée en charge des réacteurs arrêtés pour EOD :

- ✓ 90% des réacteurs se connectent au réseau électrique en temps et en heure (dans le cas d'un seul arrêt EOD sur le site) ;
- ✓ 5% des unités de production se couplent au réseau avec un retard de 6 heures ;
- ✓ 5% des unités de production se couplent au réseau avec un retard de 24h.

Ces éléments, confortés par le retour d'expérience de nombreuses années d'exploitation, conditionnent la capacité du parc nucléaire français à pouvoir répondre aux besoins de production et donc à la demande du système électrique.

- *Synthèse :*

En reprenant les différentes contraintes exposées ci-avant, EDF considère qu'en dessous d'un seuil de production nucléaire d'un ordre de grandeur situé entre 18 et 20 GW, un nombre significatif de réacteurs devront faire l'objet d'arrêts EOD, y compris de façon simultanée sur un même site. Les contraintes d'exploitation supplémentaires inhérentes à ce type de situation pourront conduire à des durées de redémarrage allongées. Ainsi, l'exploitation du parc nucléaire en dessous de ce niveau de production induit un risque supplémentaire significatif lors des redémarrages, et donc un risque accru de ne pas pouvoir atteindre la pleine production dans les délais attendus.

Cette situation survenant par construction au moment où la consommation résiduelle augmente, elle fait peser un risque sur le système électrique (solicitation de moyens de production plus coûteux et plus émetteurs de CO<sub>2</sub>, risque sur l'équilibre offre demande). Ce risque augmentant significativement avec le nombre de réacteurs arrêtés dès lors que ceux-ci sont nécessaires pour l'équilibre du système lors des périodes de forte demande résiduelle. Le gestionnaire de réseau devra intégrer ce risque dans le dimensionnement de ses marges (ajustements, réserves), avec un coût supplémentaire pour le système électrique. Une faible visibilité quant à la date souhaitée de retour sur le réseau des réacteurs en arrêt pour modulation compliquerait la capacité des sites à organiser les ressources pour sécuriser chaque démarrage.

## 3.2 Limites externes

La transition énergétique modifie fondamentalement le paysage de la production d'électricité. Comme expliqué en partie 1, dans le respect de l'ordre de préséance économique, les sources d'énergie renouvelables fatales, telles que l'éolien et le solaire photovoltaïque, sont utilisées avant les centrales électriques nucléaires, hydrauliques et thermiques.

Cette évolution pose de nouveaux défis pour la stabilité du réseau. Contrairement aux machines synchrones équipant les parcs nucléaire, thermique et hydraulique, la plupart des capacités renouvelables sont connectées au réseau de distribution et contribuent très peu aux services de maintien de la tension et de la fréquence sur le système électrique. Des évolutions sont cependant en cours ; à titre d'exemple dans le cadre de la révision des règles d'exploitation, RTE souhaite faire plus contribuer les centrales éoliennes et photovoltaïques au maintien de la tension.

Le black-out qui a affecté la péninsule ibérique le 28 avril 2025 illustre la difficulté de maintenir la stabilité et la fiabilité de l'alimentation électrique en période de faible consommation et de forte production fatale, lors desquelles la production nucléaire, thermique ou hydraulique est réduite. Elle souligne notamment l'importance des moyens de production fournissant les services système nécessaires à la maîtrise de la fréquence et de la tension sur le réseau de transport d'électricité. Les centrales nucléaires, hydrauliques et thermiques françaises sont déjà fortement sollicitées par RTE à cet égard.

### 3.2.1 - Le réglage de tension sur le réseau de transport

Le réglage de la tension du réseau de transport est une nécessité pour :

- Garantir le bon fonctionnement global du système électrique (éviter l'apparition de phénomènes d'écroulement de tension ou de surtension) ;
- Maintenir la tension d'alimentation des clients et des producteurs dans les plages contractuelles ;
- Respecter les contraintes de fonctionnement des matériels ;
- Minimiser les pertes et utiliser au mieux les capacités du réseau de transport.

La tension est **une grandeur locale**, qui dépend fortement de la répartition des productions et consommations et de la topologie du réseau électrique. Elle est sujette à des variations lentes (saisonniers, journaliers) et rapides (fluctuation de la charge ou de la production, déclenchement d'un ouvrage ou d'un groupe). L'onde de tension est créée par les sources de tension, et donc essentiellement par les alternateurs synchrones. Leur rôle est d'imposer la tension sur le réseau.

On règle la tension en injectant ou absorbant de la puissance réactive au plus près des besoins, la puissance réactive voyageant mal. Les équipements capables de fournir et/ou d'absorber de la puissance réactive sont répartis sur l'ensemble du réseau :

- **Les groupes de production** : les groupes nucléaires, hydrauliques et thermiques sont les acteurs principaux du réglage de la tension, ils peuvent fournir et/ou absorber de la puissance réactive. Pour le réseau 400 kV, les principales sources de tension sont les alternateurs des groupes nucléaires. Les centrales éoliennes et photovoltaïques devraient à l'avenir contribuer au réglage de la tension ; toutefois, la majorité de ces moyens étant raccordée aux réseaux de distribution, leur contribution effective au maintien de la tension 400 kV restera limitée.
- **Le réseau de transport** : les transformateurs permettent de régler la tension aval (225kV, 90kV, 63kV), les bancs de condensateurs peuvent fournir de la puissance réactive, les inductances peuvent

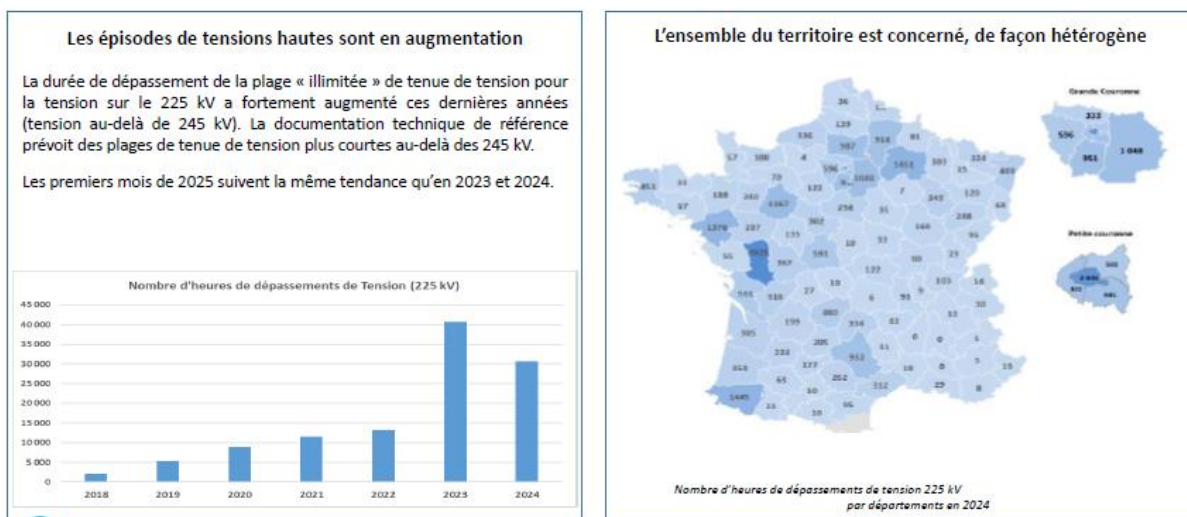
absorber de la puissance réactive, et des FACTS avec de l'électronique de puissance peuvent fournir ou absorber de la puissance réactive avec un réglage dynamique.

- **Les réseaux de distribution et les consommateurs** : la compensation est aussi effectuée directement sur les réseaux de distribution. De plus, les clients industriels sont incités par un tarif approprié à installer des moyens de compensation.

- *Problématique de gestion de la tension*

Le principe de préséance économique implique qu'en cas de moindre consommation et de production fatale significative, peu de production nucléaire ou thermique est présente sur le réseau, faute de débouché économique.

On observe alors des flux de puissance relativement faibles sur le réseau de transport d'électricité et les gestionnaires de réseau sont confrontés à des tensions élevées<sup>4</sup>, comme illustré dans les communications de RTE. Ce type de situation a aussi été observé lors du black-out ibérique en avril 2025.



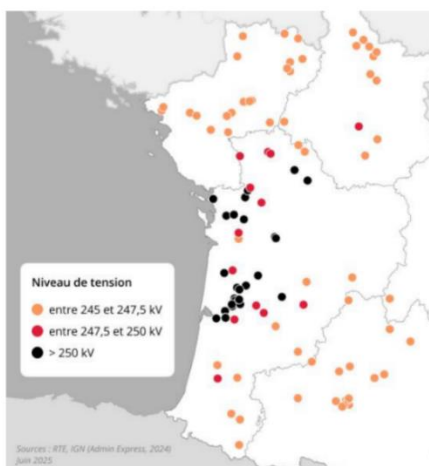
@Source RTE – Commission Perspectives Système et Réseau

Pour éviter des surtensions sur le réseau haute tension, RTE prévoit de déployer des moyens de compensation, sous forme de bancs d'inductances essentiellement, dans les régions les plus contraintes. Ces besoins en compensation sont difficiles à anticiper et nécessitent du temps pour être déployés<sup>5</sup>. RTE rémunère les services système tension fournis par les centrales en fonctionnement selon des modalités contractuelles et un financement du service rendu couvert par le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité. Lorsque les centrales programmées sont insuffisantes, RTE peut solliciter en complément le démarrage ou le décalage d'arrêt d'autres centrales. Ces sollicitations complémentaires sont compensées économiquement par RTE à hauteur des coûts directement occasionnés, en s'appuyant sur les dispositifs décrits en partie 1.5.

<sup>4</sup> En effet, une ligne de transport à vide a un effet capacitif ([Effet Ferranti - Wikipédia](#)), induisant des surtensions à son extrémité.

<sup>5</sup> Il faut par exemple 3 à 5 années pour raccorder une inductance de 64 MVAR.

La figure ci-contre illustre les tensions anticipées du réseau 225 kV le 8 juin 2025, résultant du seul principe de fonctionnement de l'ordre de préséance économique (absence de groupes nucléaires dans le sud-ouest). RTE anticipait des nombreux nœuds du réseau pour lesquels la tension dépassait les plages acceptables. Cela a conduit RTE à imposer le démarrage de groupes nucléaires à Blayais, Golfech et Civaux pour résorber ces surtensions.



@Source RTE – Commission Perspectives Système et Réseau – GT tension

Le nombre et l'ampleur des sollicitations de RTE sur le parc électronucléaire pour le maintien de la tension augmente. Elles prennent deux formes :

- Activations à la hausse sur le mécanisme d'ajustement pour « cause réseau » : 2,0 GWh en 2024 vs 56,7 GWh sur les 8 premiers mois de l'année 2025 ;
- Contractualisation en « amont du J-1 » imposant le maintien en fonctionnement de certains réacteurs : Blayais, Golfech, Civaux, Chinon, Belleville, Saint-Laurent, Paluel et Cattenom ont été sollicités entre 2022 et 2025.

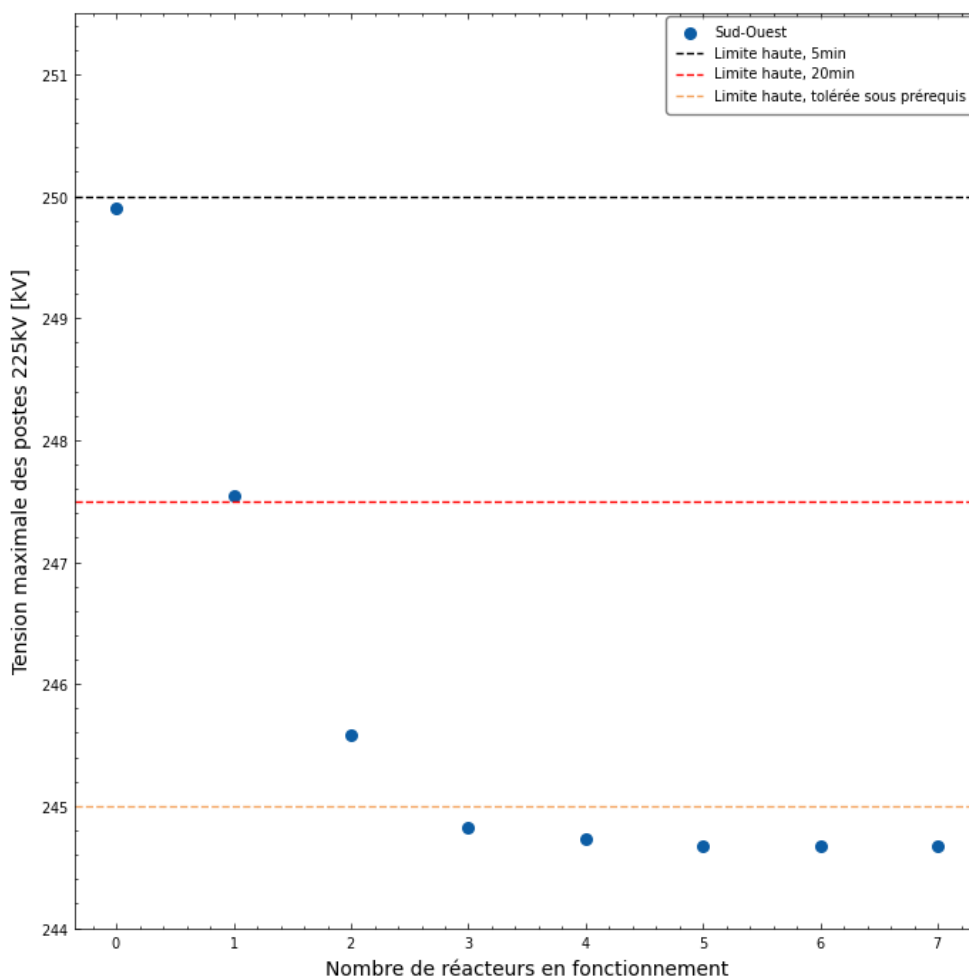
- *Etudes de réseau et des contraintes de tenue de tension*

EDF a analysé avec ses moyens propres le nombre de réacteurs à maintenir pour sécuriser la tenue de tension sur le réseau de transport continental français.

Une analyse de l'historique montre que **depuis 2005, le parc nucléaire français n'est jamais descendu en dessous de 24 réacteurs en fonctionnement.**

En procédant à des simulations numériques des flux et puissance sur le réseau très haute tension de France continentale sur un panel de situations réelles au printemps 2025, EDF a évalué le niveau de tension sur le réseau 400 et 225 kV français en fonction du nombre de réacteurs en fonctionnement. A titre illustratif, la figure ci-dessous représente la tension maximale sur le réseau 225 kV de la région Sud-Ouest, en fonction du nombre total de réacteurs en fonctionnement à Blayais, Golfech et Civaux et au regard des limites de tension acceptables.





*Illustration de la tension maximale sur le réseau 225 kV de la région Sud-Ouest en fonction du nombre total de réacteurs en fonctionnement à Blayais, Golfech et Civaux*

- **Résultats**

Les simulations réalisées par EDF montrent que, dans l'état actuel du réseau de transport d'électricité, **le maintien de la tension du réseau, a minima dans les régions du sud-ouest, du bassin de la Loire et dans la région Normandie-Paris, requiert le maintien en fonctionnement de plusieurs réacteurs dans chacune de ces régions.** Cela peut également être le cas pour les autres régions françaises mais le besoin est interdépendant avec la sollicitation des autres moyens de production en France, typiquement le parc hydraulique pour la région Rhône-Alpes, ou à l'étranger pour les régions frontalières.

Ainsi, à l'horizon 2030, **EDF prévoit que RTE pourrait solliciter EDF beaucoup plus fréquemment qu'aujourd'hui pour maintenir en fonctionnement ces réacteurs, à des seules fins de gestion de la tension.** Les renforcements de réseau et les nouveaux équipements prévus dans le schéma décennal de développement du réseau pourraient réduire la durée et la profondeur des sollicitations RTE pour le maintien de la tension.

A contrario, ces quantités, évaluées avec une vision statique, **pourraient être revues à la hausse pour tenir compte des capacités de réglage dynamique de la tension.** En effet, l'augmentation des situations avec peu de machines synchrones couplées pourrait contraindre à revoir la politique de gestion de la tension et à réaliser des impositions supplémentaires de machines synchrones à même de participer au réglage dynamique de la tension.

### 3.2.2 - La gestion des congestions sur le réseau de transport d'électricité

Dans son rapport annuel sur le développement des énergies renouvelables<sup>6</sup>, l'AIE prévoit une croissance des congestions sur les réseaux de transport et distribution d'électricité européens. Pour limiter les transits de puissance sur les ouvrages de transport et de distribution affectés par des congestions, il est alors nécessaire d'ajuster les programmes de production, de stockage ou de pilotage de la consommation.

Les coûts liés à la gestion de la congestion dans le réseau électrique de l'UE ont dépassé 4 Mds d'euros en 2023. L'Allemagne, l'Espagne, la Pologne et les Pays-Bas représentent plus de 90 % de l'ensemble des coûts de gestion du réseau.

A l'horizon 2030, eu égard à la faible proportion de congestions affectant le réseau 400kV français, EDF estime peu probable que les mesures de gestion des congestions prises par RTE constituent une limite externe à la modulation du parc nucléaire français. Néanmoins, cette problématique sera amenée à croître en France et devra être intégrée dans les schémas de développement du réseau.

### 3.2.3 - Le réglage de fréquence et la problématique d'inertie

La stabilité des réseaux électriques, c'est-à-dire sa capacité à rester en équilibre et à continuer à fonctionner normalement après une perturbation, repose sur les propriétés physiques des machines synchrones, en particulier l'énergie cinétique stockée dans leur masse en rotation. L'énergie stockée par l'ensemble des machines constitue l'inertie du système. Cette dernière joue un rôle essentiel dans le maintien de la fréquence du réseau en cas de perturbations. Lorsqu'un déséquilibre survient entre la production et la consommation d'électricité, l'inertie de ces machines tournantes agit comme un tampon, réduisant la vitesse de variation de la fréquence du réseau électrique (appelée RoCoF pour *Rate of Change of Frequency*) et laissant le temps aux régulations de la fréquence d'agir. Plus le RoCof est élevé, plus la chute de la fréquence potentielle est brutale et le système en risque. Une forte inertie modère la valeur du RoCof, et diminue le risque pour le système électrique.

Une machine synchrone est caractérisée par sa constante d'inertie H, homogène à un temps et exprimée en seconde ; plus la constante H est élevée et plus la machine synchrone contribue à la stabilité du système électrique. L'ENTSO-E (association des gestionnaires de réseaux) donne dans le tableau suivant les constantes d'inertie moyenne par filière technologique<sup>7</sup>:

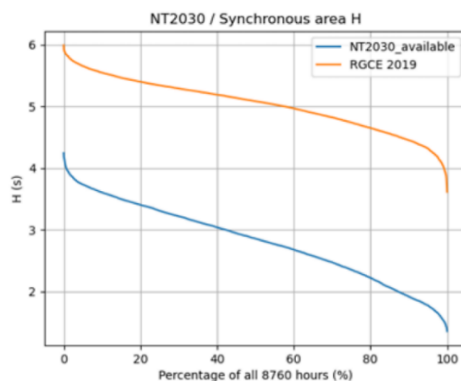
Type de production	H moyen [s]
Nucléaire	5.9
Lignite	3.8
Gaz	4.2
Fioul	4.3
Hydraulique	3.7
STEP	3.5
Solaire	0
Éolien	0
Géothermie	3.5
Biomasse	3.3

<sup>6</sup> AIE, Analysis and forecasts to 2030, Renewables Annual Report, 2025.

<sup>7</sup> ENTSO-E 2020, Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF). La valeur de 0s pour l'éolien et le PV s'entend pour ceux (la quasi-totalité) non encore équipés de *grid forming*.

- *Problématique*

Comme illustré dans le tableau ci-dessus, la plupart des moyens de production renouvelables ne contribuent pas à l'inertie du système<sup>8</sup>. Lors des périodes de faible consommation et de forte production renouvelable, cela entraîne une baisse significative de l'inertie globale du système électrique européen. En effet, la figure ci-après illustre la constante d'inertie du système électrique européen sur l'ensemble d'une année, pour l'année réalisée 2019 et un scénario prospectif NT du TYNDP de l'ENTSOE<sup>9</sup>. L'inertie atteinte sur les 5% les plus critiques de l'année est ainsi divisée par 2,6, passant de 4,4 s en 2019 à 1,7 s en 2030 dans le scénario prospectif NT.



@ENTSO-E – Constante d'inertie du système européen – année réalisée 2019 (orange) et du scénario prospectif NT 2030 (bleu).

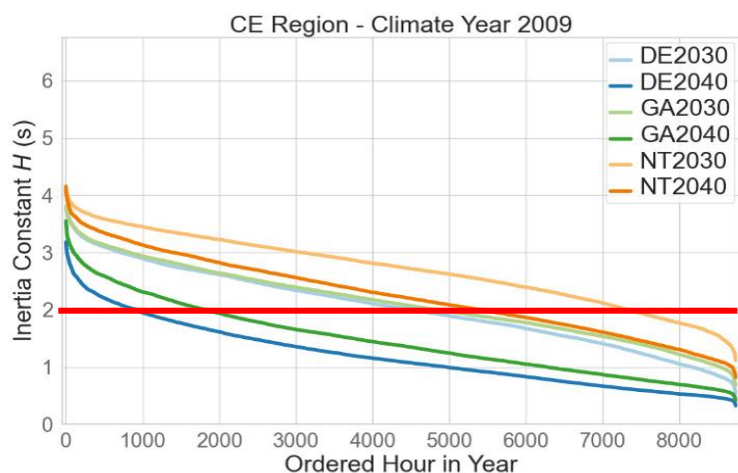
- *Etudes de l'inertie du système électrique en France continentale*

Le critère d'inertie est défini en termes de RoCoF maximum (variation maximale de la fréquence) atteint durant un déséquilibre, qui doit être inférieur à 1 Hz/s pendant 500ms. Pour l'incident de référence en Europe de la taille de 3 GW, cela conduit à une constante d'inertie minimum du système européen de 0,1 s. Cette exigence ne représente pas, dans les scénarios prospectifs, une contrainte pour le système électrique européen en fonctionnement normal.

La séparation de réseau - à l'instar des incidents majeurs avec séparation de réseau du 8 janvier 2021 (Croatie) et du 24 juillet 2021 (Espagne)- est possible et pourrait devenir un scénario contraignant. Pour être résilient face à ces incidents, la recommandation, issue des premières études européennes d'ENTSOE, est une contrainte d'inertie nationale supérieure ou égale à 2 s.

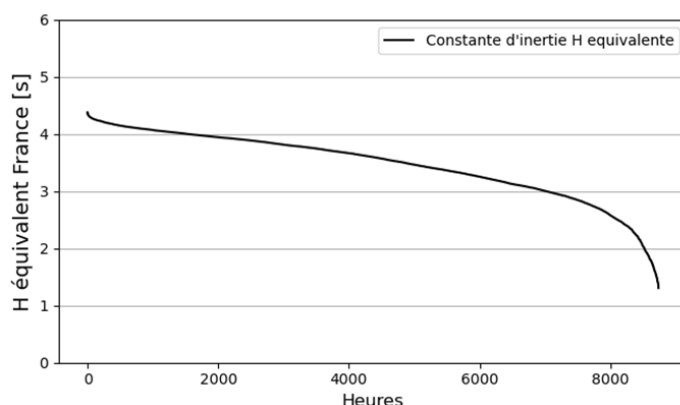
<sup>8</sup> A l'inverse le parc nucléaire contribue fortement à l'inertie du système.

<sup>9</sup> Les scénarios utilisés ici sont *Distributed Energy* (DE), *Global Ambition* (GA), *National Trends* (NT) issus de l'exercice TYNDP 2022 de l'ENTSO-E



@ENTSOE – Constantes d’inertie du système électrique continental européen dans les scénarios prospectifs européens, et en rouge critère de résilience du système aux séparations de réseau

EDF a réalisé des études sur des scénarios prospectifs pour vérifier le respect de la contrainte «  $H \geq 2s$  » au périmètre France. Dans ces scénarios, le système électrique français respecte la contrainte d’inertie minimale dans la plupart des situations, à l’exception de 200h pendant lesquelles la demande résiduelle européenne est faible et peu de groupes synchrones sont démarrés en France.



@EDF - Monotone de l'inertie en France

- **Résultats**

Face à la baisse globale de l’inertie, la recommandation de l’ENTSOE quant à la mise en œuvre d’une contrainte d’inertie ( $H \geq 2s$ ) par pays pourrait être mise en œuvre en France. Ce minimum pourrait conduire à l’imposition technique de moyens de production synchrones, qui pourrait être plus économique qu’un déploiement de nouveaux moyens tels que des compensateurs synchrones ou l’équipement de production décentralisée avec des convertisseurs en *grid forming*.

- **Conclusion**

Pour éviter les risques de grande panne électrique, il est crucial de maintenir un niveau de production synchrone suffisant, en particulier lors des périodes de faible consommation et forte production renouvelable fatale. C’est la responsabilité du gestionnaire de réseau de transport de sécuriser le niveau de tension et d’inertie, en contractualisant les services associés auprès des producteurs ou en suscitant l’investissement dans des moyens ad hoc.

Les simulations réalisées par EDF montrent que, dans l'état actuel du réseau de transport d'électricité, la gestion de la tension du réseau requiert le maintien en fonctionnement de plusieurs réacteurs, a minima dans chacune des régions suivantes : sud-ouest, bassin de la Loire et Normandie-Paris. A l'horizon 2030, nos projections prévoient que RTE pourrait solliciter EDF beaucoup plus fréquemment qu'aujourd'hui pour maintenir en fonctionnement ces réacteurs, à des seules fins de gestion de la tension. Ces estimations pourraient être révisées à la hausse en intégrant les marges d'exploitation nécessaires pour face aux phénomènes dynamiques. Ces sollicitations limitent d'ores et déjà la modulation du parc nucléaire français et pourraient contribuer à un niveau minimum de réacteurs en fonctionnement, indépendamment des critères économiques.

Le maintien en fonctionnement de réacteurs nucléaires contribue aussi à l'inertie de la plaque continentale européenne, sans rémunération associée à ce jour, et nécessite un suivi particulier pour assurer durablement la stabilité du système électrique, au niveau français et européen. Malgré l'absence de rémunération pour l'inertie ou son insuffisance pour la gestion de la tension, la présence des groupes nucléaires sur le réseau permet d'éviter des investissements conséquents et contribue ainsi à réduire les coûts du système électrique. Le parc hydraulique contribue également de façon significative à ces services systèmes, que ce soit au niveau de l'inertie ou du réglage de la tension. Ainsi, sur les dernières années, à hydraulicité moyenne, le nombre cumulé d'heures de fonctionnement des machines synchrones du parc hydraulique en compensateur synchrone (i.e. uniquement pour des besoins de services système) s'élève en moyenne entre 25.000 et 30.000 heures par an. Le parc thermique apporte également sa contribution, avec notamment la TAC d'Arrighi 1 qui, du fait de sa localisation géographique en Ile de France, assure en moyenne plus de 1000 heures par an de fonctionnement en compensateur synchrone.

Le nombre minimal de tranches nucléaires nécessaire au maintien de la tension pourra évoluer en fonction du mix électrique et des développements sur le réseau de transport. EDF poursuivra ses analyses après la publication du SDDR 2025 par RTE. Les décisions d'investissement des producteurs sont influencées par le cadre de rémunération des services fournis. EDF souhaite la mise en place d'une concertation autour de la rémunération du parc synchrone en cohérence avec les services effectivement rendus en termes de gestion de la tension et de l'inertie.

Notons également que les problématiques de tension et d'inertie ne se limitent pas au réseau français. Les gestionnaires de réseau voisins recourent également au maintien en fonctionnement de centrales hydrauliques, thermiques ou nucléaires pour assurer la stabilité du système électrique. Il est probable que ces sollicitations vont croître également, ce qui pourrait réduire d'autant les perspectives d'export (ou augmenter les imports) de la France en période de faible demande et forte production renouvelable, affectant ainsi la modulation du parc français.

## 4. Analyse de l'impact de la modulation sur les parcs hydraulique et thermique d'EDF

### 4.1 Analyse de l'impact de la flexibilité sur les coûts du parc thermique d'EDF

- *Description du parc de production thermique d'EDF et de ses modes de fonctionnement*

EDF exploite un parc de production thermique composé de trois modes de production distincts (charbon, CCG et TAC de pointe), dont les structures de coûts, modes d'appel et production, aptitudes à la flexibilité et rémunérations sont différents. Le cas de la centrale charbon de Cordemais, dont l'arrêt définitif d'exploitation est programmé au sortir de l'hiver 2027 ne sera pas détaillé ici.

#### **Cycles combinés au gaz (CCG) : 1950 MW installés – 4 CCG sur 3 sites Blénod (1), Martigues (2) et Bouchain (1)**

Les CCG ont vu leur fonctionnement évoluer en 2024-2025 et passer d'un fonctionnement de 4000 à 7000 heures/an/tranche avec 30 à 40 démarrages/an (période 2021-2023), à un fonctionnement d'environ 1500 à 3000 heures/an/tranche et 80-100 démarrages/an en 2024 et en 2025. Les estimations actuelles tablent sur une poursuite de ce rythme de sollicitation jusqu'en 2030.

Le projet « balancing » mené de 2022 à 2023 a permis d'accroître la plage de réglage en réserve secondaire (plage de modulation) des CCG (400 MW de Réserve Secondaire sur le parc CCG d'EDF pour un besoin France d'environ 750MW, auquel s'ajoutent les 15MW de la batterie de Blénod), ce qui amortit dans la même proportion la sollicitation demandée aux centrales nucléaires. Cela permet de maximiser la production du parc nucléaire et, par conséquent, de générer une économie sur le coût proportionnel de production global (coût de production nettement plus élevé sur les CCG). Cela induit également un fonctionnement accru à charge partielle et en modulation de charge du parc CCG.

En parallèle, depuis 2023/2024, la progression très forte de la production solaire induit des périodes de prix nuls et négatifs (735 heures cumulées en 2025 soit +30% versus 2024), ce qui conduit à la mise à l'arrêt régulière des CCG à la mi-journée, et donc à une augmentation du nombre de démarrages/arrêts associées à des durées de fonctionnement en continu beaucoup plus courtes (« cycling »).

Une étude technique détaillée de l'impact sur les équipements principaux de l'intensification des démarrages et transitoires est en cours et devrait aboutir au printemps 2026.

#### **TAC de pointe en cycle simple : 1850 MW installés – 13 TAC dont 3 au gaz (Gennevilliers – Montereau 5-6) et 10 au FOD (Brennilis 1-2-3 et Dirinon 1-2 en Bretagne, Vaires 1-2-3 et Arrighi 1-2 en Ile de France)**

Les TAC de pointe ont vu leur fonctionnement évoluer considérablement ces dernières années, avec un nombre de démarrages passant de 300 à 400 par an avant 2015 à un nombre de 800 à 1000 par an sur les 3 dernières années. Par ailleurs, les appels des TAC, autrefois concentrés sur les périodes de grand froid et de canicule, sont désormais répartis sur toute l'année.

Les TAC FOD ne sont pas appelées sur le marché de l'énergie (en raison de leur barème élevé) ; elles sont sollicitées quasi exclusivement par RTE au titre du mécanisme d'ajustement - dispositif à la main du gestionnaire de réseau qui sert à assurer la couverture des aléas au plus près du temps réel. Ainsi, en 2025, l'appel par RTE représente près de 95% des demandes de couplage des TAC.

Les TAC de Montereau ont également accru leur modulation dans le cadre du projet « balancing ».

- *Décomposition des Barèmes d'appel des tranches :*

Chaque actif de production thermique est caractérisé pour un coût de démarrage (€/démarrage) et un barème (€/MWh) reflétant leur coût marginal, qui dépendent de la technologie et des équipements propres à chaque site.

	Cycle Combiné Gaz	TAC Gaz	TAC FOD
Barème indicatif (inclut le coût variable combustible, la taxe CO2, et les coûts variables d'exploitation)	~90 à 105 €/MWh	~140€ à 170 €/MWh	~250 à 350 €/MWh

### Historique des conditions de sollicitations

	Cycle Combiné Gaz		TAC Gaz		TAC FOD	
	Energie Produite ENM (GWh)	Nombre de démarrages demandés	Energie Produite ENM (GWh)	Nombre de démarrages demandés	Energie Produite ENM (GWh)	Nombre de démarrages demandés
2022	8 930,9	125	343,1	199	360,7	589
2023	6 040,9	243	179,6	239	300	707
2024	2 184,6 <sup>(1)</sup>	181 <sup>(1)</sup>	99	210	228,6	631
2025	2 617,4 <sup>(1)</sup>	359 <sup>(1)</sup>	123,4 <sup>(2)</sup>	239	253	699

(1) Indisponibilité du CCG Bouchain du 11/05/2024 au 13/05/2025

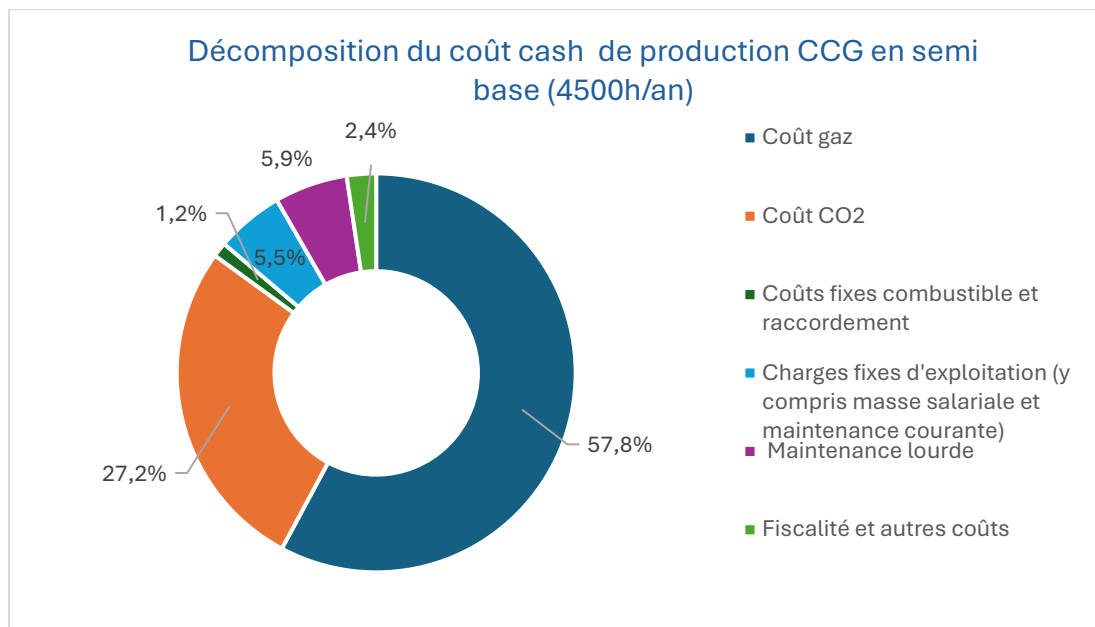
(2) Indisponibilité de la TAC de Montereau 6 (avarie compresseur) du 12/12/2024 au 30/05/2025

- *Situation des TACs de pointe*

Le combustible est un poste de dépenses important, et nettement plus élevé par MWh pour les TAC (rendement < 38%) que pour les CCG. En revanche, les TAC fonctionnent de l'ordre de 10 fois moins d'heures/an que les CCG. Le nombre de démarrage se maintient à un niveau élevé (plus de 900 démarrages/an sur l'ensemble du parc) alors que les revenus décroissent. Les charges fiscales, la maintenance courante, les charges de personnel et autres dépenses (assurances, ...) sont pseudo-fixes, mais l'accroissement très significatif des démarrages a conduit à augmenter l'effectif et la maintenance courante, de l'ordre de 20% au cours des 3 dernières années. Le programme de maintenance lourde des TAC est piloté par les démarrages, et le rythme des inspections majeures s'est accéléré et suit presque linéairement le nombre de démarrages. Le taux de réussite des démarrages n'est pour le moment pas affecté par l'accroissement des sollicitations.

- *Structure du coût cash de production des Cycles combinés au gaz (CCG) :*

Au périmètre de notre parc CCG, le coût cash de production moyen en considérant une hypothèse de fonctionnement de 4500h /an et un nombre de démarrage modéré se décompose comme suit :



Les charges variables combustible et CO2 constituent le principal poste du coût de production des CCG. A noter que le rendement des CCG se dégrade si l'installation ne fonctionne pas à sa puissance nominale (de l'ordre de - 5 points de rendement à basse charge, et +8% environ sur le coût combustible/MWh) : le coût du MWh est donc plus élevé si la flexibilité (modulation) augmente, phénomène amplifié par le nombre de cyclages qui consomment de l'énergie et diverses charges liées aux démarrages. Les charges d'exploitation (personnel, OPEX de maintenance courante, fiscalité) sont pseudo-fixes. Leur poids sur le coût cash de production est donc d'autant plus important que les durées d'appel se réduisent.

Les frais (OPEX et CAPEX) de maintenance lourde sont les dépenses réalisées essentiellement lors des inspections majeures des équipements principaux, à savoir les Turbines A Combustion (TAC), les Turbines A Vapeur (TAV) et leurs alternateurs. Les TAC des CCG sont couvertes par des contrats de maintenance passés avec le fournisseur de la machine (Long Term Services Agreement), et le cycle des opérations de maintenance est piloté soit par les heures de fonctionnement cumulées, soit par le nombre de démarrage cumulé en fonction d'un critère de caractérisation du cyclage (N ratio = nombre d'heure de fonctionnement par démarrage). L'intervalle entre deux inspections majeures, qui permettent la réparation et le remplacement des pièces capitales est de 24000 h de fonctionnement, ou 900 démarrages équivalent.

Ainsi sur un cycle de maintenance, la **valeur actualisée des dépenses de maintenance lourde** va augmenter de 18% à 20% si la programmation des activités est pilotée par le nombre de démarrages (à titre d'exemple, passage d'un fonctionnement historique en semi-base avec 4500h et 50 démarrages par an, à un fonctionnement 2000 h et 100 démarrages par an, à l'image de l'année 2025). Dans le même temps la part de cette maintenance lourde dans le coût cash de production (levelized cost) serait doublé.



- *Impacts de la flexibilité sur les CCG*

Le phénomène le plus significatif sur les CCG en termes de vieillissement accéléré sur le marché international est le nombre important d'opérations de maintenance longues et précoces qui seront à réaliser au bout de 50.000 heures de fonctionnement, alors que les préconisations du constructeur ou le REX d'équipements similaires exploités en base les placent plus tard, entre 80.000 et 120.000 heures de fonctionnement, chez d'autres exploitants dans le monde. Les analyses des modes de dégradation (menées notamment par les fournisseurs) montrent que la modulation, le fonctionnement à charge partielle et surtout le nombre de démarrages sont des facteurs aggravants, sans pour autant les quantifier précisément (observation qualitative).

Ainsi, sur certaines de nos machines, des fragilités de conception de certaines pièces (roues des étages terminaux du compresseur), dont l'effet est accentué par l'intensification du fonctionnement à charge partielle et des transitoires de démarrage, ont nécessité des travaux anticipés de modification/remplacement (REX Blénod en 2025).

En terme économique, la flexibilité accrue des CCG induit donc :

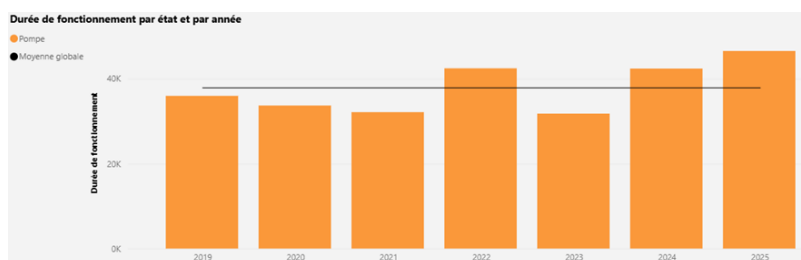
- Une augmentation mécanique du coût unitaire de production du fait de l'effondrement des durées d'appel ;
- Une perspective d'alourdissement du coût d'un cycle de maintenance sur nos machines (18 à 20% en valeur actualisée), qui pourrait être aggravée par l'apparition de nouveaux modes de dégradation des matériels sur le moyen terme.

## 4.2 Analyse de l'impact de la flexibilité sur les coûts du parc hydraulique d'EDF

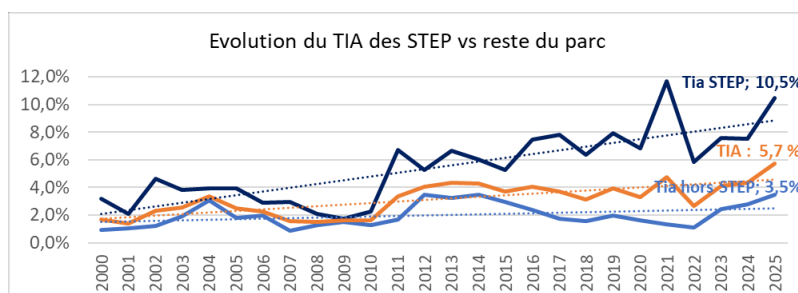
- *Un contexte énergétique qui accroît fortement la sollicitation des actifs hydroélectriques*

L'intégration croissante des **énergies renouvelables intermittentes** (solaire, éolien) dans le mix électrique national entraîne un besoin accru de **flexibilité** pour équilibrer le réseau. **Les STEP (stations de transfert d'énergie par pompage)**, comme **Grand'Maison**, sont en première ligne pour absorber les fluctuations de production et répondre aux besoins de régulation et de services système (SSY). Cette évolution se traduit par une **hausse marquée des heures de fonctionnement** et une **intensification des cycles** (pompage-turbinage, variations infra-horaires, séquences de modulation).

*Heures de fonctionnement cumulées en pompe des STEP en hausse significative (x1,5 entre 2023 et 2025)*



Parallèlement, le **taux d'avaries** du parc STEP connaît une **augmentation nette : x5 depuis 2010 et x2 depuis 2022**, ce qui confirme l'accélération du vieillissement des équipements soumis à un usage plus intensif.

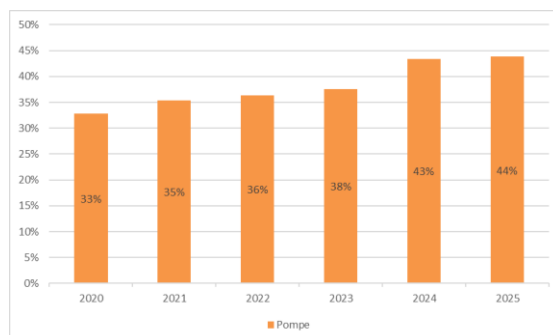


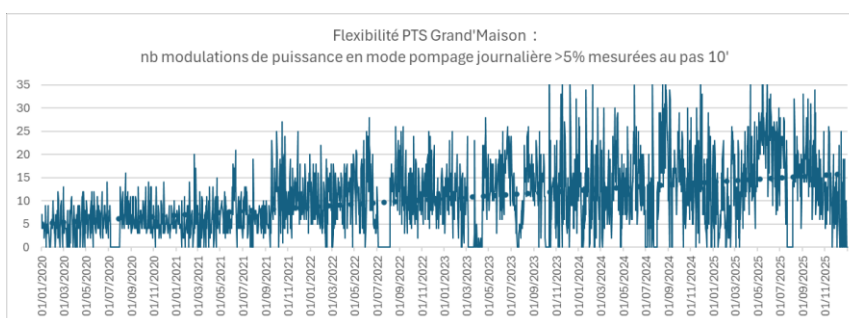
### Exemple emblématique : Grand'Maison

La centrale de Grand'Maison (Isère) illustre ces tendances :

- **+15 % de temps en mode pompage entre 2023 et 2025, +33 % depuis 2020,**
- **Modulations > 5 % multipliées par 3** entre 2020 et 2025 (second graphique),
- Développement du **pompage-turbinage simultané (PTS)** pour répondre aux « cloches solaires ».

*% du temps où l'usine pompe dans l'année sur une base 8750h/an*





Ces évolutions augmentent mécaniquement l’**usure des turbines, alternateurs, transformateurs et systèmes de régulation**.

- *Un besoin d’investissement croissant et structurel*

Dans ce contexte, les projections de dépenses de maintenance (CAPEX) des six STEP d’EDF augmentent significativement :

	2020–2025	2026–2030	2031–2034
CAPEX moyens / an	<b>13 M€</b>	<b>21 M€</b>	<b>41 M€</b>
<i>versus période précédente</i>		<b>X1,7</b>	<b>X1,9</b>

Cette progression est liée :

- au besoin d’engager des **programmes de rénovation lourde** (ex. P3000, programme de rénovation des STEP alpines d’EDF),
- à la nécessité de **maintenir la disponibilité** d’actifs devenus critiques pour le système électrique,
- à un vieillissement **deux fois plus rapide que celui du reste du parc hydraulique** (âge moyen des STEP de ~45 ans en comparaison d’un âge moyen des autres usines > 80 ans),
- à l’augmentation des **indisponibilités non programmées**, génératrices de pertes de recettes et de surcoûts (réparations urgentes, désoptimisation).

- *Des constats EDF cohérents avec les tendances observées dans d’autres pays*

La situation française s’inscrit dans une tendance **internationale** :

- En Suisse, les exploitants des STEP alpines (ex. Linth–Limmern, Grimsel) rapportent une intensification marquée des cycles liée aux excédents solaires et à la volatilité du marché.
- En Espagne, Red Eléctrica note une hausse significative des sollicitations des centrales hydrauliques depuis l’essor du solaire.
- Aux États-Unis, un rapport du Department of Energy (HydroWIRES) confirme que l’hydroélectricité flexible subit une augmentation accélérée de l’usure mécanique liée au rôle d’équilibrage du réseau.
- Ces comparables confortent le constat : le rôle de flexibilité demandé à l’hydraulique génère partout une hausse des coûts de maintenance, en particulier sur les ouvrages réversibles.

- *Conclusion*

Les données montrent que :

- la **flexibilité croissante du système électrique** sollicite fortement les actifs hydroélectriques ;
- cette sollicitation se traduit par une **augmentation accélérée du vieillissement**, notamment sur les STEP ;
- les **coûts de maintenance** augmentent de façon **structurelle**, non conjoncturelle, et doivent être anticipés ;

- les comparaisons internationales confirment la **tendance générale** à une hausse des investissements nécessaires pour maintenir la performance d'ouvrages devenus essentiels à la stabilité du réseau.

La trajectoire CAPEX proposée pour les années à venir apparaît donc **nécessaire** pour garantir la disponibilité des équipements face à l'évolution rapide du système électrique. Tous ces éléments seront consolidés dans les prochains mois.