



PIEBÎEM

Préserver l'Identité Environnementale
de la Bretagne Sud et des Îles contre l'Eolien en Mer

Rapport RTE sur la flexibilité : le réseau électrique au défi des productions ENR fatales- les tabous tombent

Aout 2024

Résumé

La transformation de la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité au cours des dix prochaines années représente un défi majeur pour la sécurité d'approvisionnement et la performance économique avec l'irruption massive des productions fatales (énergies variables intermittentes). La progression de l'éolien et du solaire constitue en effet des changements structurants (la part de ces deux technologies a déjà atteint 26 % du mix européen (contre 9 % dix ans plus tôt), et notamment 46 % en Allemagne, 41 % au Royaume-Uni et 37 % en Espagne contre 14 % en France en 2023) qui conduisent RTE à s'interroger sérieusement sur les évolutions en cours et leur compatibilité avec la sécurité d'approvisionnement et un coût de l'électricité économiquement et socialement soutenable.

1) Une sensibilité accrue aux conditions météorologiques de la demande et de la production électriques ;
2) Le tabou du thermique- charbon compris-levé ! ; 3) Deuxième tabou : il va falloir écriéter davantage...le nucléaire et les ENR ? *il n'est pas sûr que le nucléaire puisse assumer cette modulation*, qui perturberait considérablement la gestion du combustible et celle des arrêts de tranche, qui assure la sécurité d'alimentation et *il va falloir que les énergies variable intermittentes fatales participent à l'écrêtement-* ; 4) Troisième tabou : la modulation du nucléaire, cela ne va pas être si facile ; 5) Quatrième tabou : en fait parlons clairement : fin de l'obligation d'achat et écrêtement volontaire ou imposé des renouvelables : RTE avoue qu'il faut changer de paradigme – ce qui va bouleverser l'économie déjà fragile des renouvelables ; 6) Flexibilité : un certain scepticisme de RTE sur une politique qu'il juge pourtant essentielle ; 7) Une conclusion sensée : freiner sur les /productions fatale (renouvelable intermittent) ! 8) Annexe : définition et méthodologie

Source : RTE, Equilibre offre-demande et flexibilités, juillet 2024 lien <https://assets.rte-france.com/prod/public/2024-07/BP2023-chapitre6-Equilibre-offre-demande-flexibilite.pdf>

1) Une sensibilité accrue aux conditions météorologiques de la demande et de la production électriques

C'est un premier résultat majeur de l'étude de RTE, avec deux évolutions simultanées de nature à placer le système électrique en grande difficulté : 1) Le développement de certains usages comme le chauffage électrique, la climatisation, les pompes à chaleur conduira à une demandé électrique de plus en plus thermosensible, et dans de fortes proportions ; 2) avec le recours massif aux énergies fatales comme l'éolien et le solaire, la production électrique elle-même est de plus en plus sensible à la météorologie,

et dans de fortes proportions. Davantage de chauffage électrique et une proportion importante de la génération d'électricité dépendante du vent, c'est une recette assurée pour de graves problèmes en cas d'anticyclones hivernaux (ces *Dunkelflaute* pas si rares qui commencent à beaucoup inquiéter les Allemands.)

RTE le reconnaît sans ambages :

« Au-delà du cas des « défaillances courtes », l'évolution du système électrique attendue d'ici 2030 fait apparaître d'autres épisodes de défaillance beaucoup plus longs, de l'ordre de la journée voire au-delà (par exemple, vague de froid longue combinée à un phénomène anticyclonique conduisant pendant plusieurs jours à une faible production éolienne sur l'Europe du Nord). Ces phénomènes restent plus rares : ils représentent moins de 5 % des situations de défaillance à l'horizon 2030.

Bien qu'ils soient significativement moins fréquents, la durée de ces épisodes longs les conduit à compter pour une part importante du nombre d'heures de défaillance total ainsi que pour la moitié de l'énergie non distribuée.

Ces épisodes peuvent se révéler d'une profondeur pouvant excéder la dizaine de gigawatts. Ils ne résultent alors pas d'une désynchronisation entre la production et la consommation sur une journée mais plutôt d'un déficit d'énergie de longue durée... »

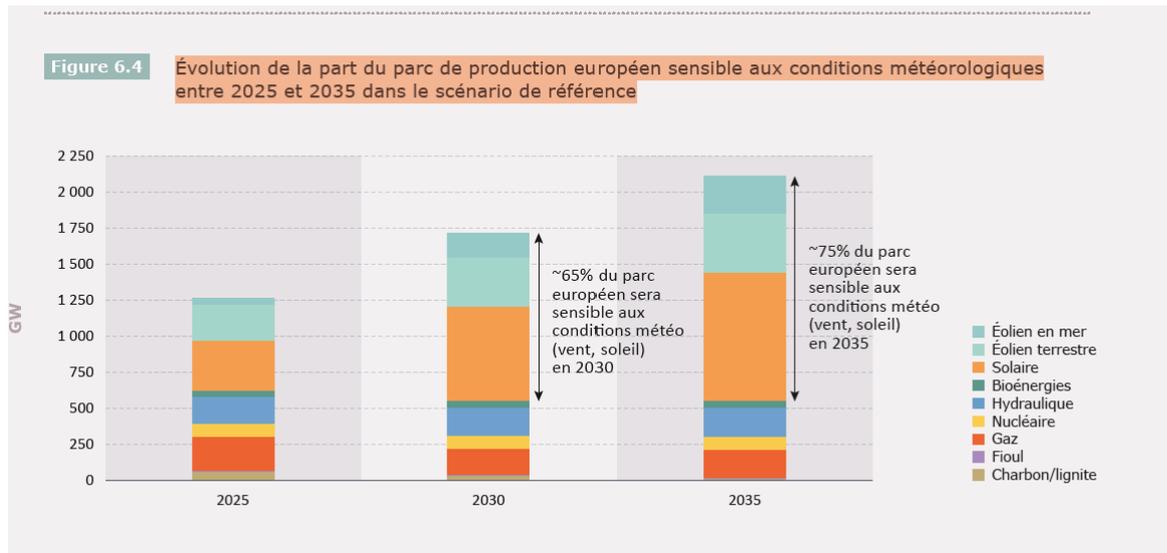
« Compte tenu de ce paysage de défaillance varié, le besoin de capacités à l'horizon 2030 précédemment évoqué ne se résume pas à des capacités contribuant à la couverture d'épisodes courts et ponctuels lors des périodes de pointe (effacements, stockage par batteries) mais s'étend à des capacités de production pouvant être mobilisables sur des périodes plus longues (centrales thermiques décarbonées, STEP, etc.). »

Et, oh surprise, la situation s'aggrave encore vers 2035, avec le développement des énergies fatales, dont l'éolien en mer qui commencera à produire ses effets : le risque s'accroîtra en fréquence, en profondeur (GW), en durée, en répartition dans l'année .

« Le système électrique apparaît de plus en plus confronté à des épisodes de défaillance longue, à mesure qu'il se transforme. Il apparaît actuellement très majoritairement marqué par un risque de défaillance courte qui résulte d'un déficit de production lors d'une pointe de consommation, par définition momentanée et courte (de l'ordre d'une à deux heures) : ce caractère devrait perdurer à court terme. En revanche, dès 2030, les situations de défaillance correspondront pour plus d'un tiers à des situations de défaillance longue qui découleront d'un déficit durable de production éolienne (absence de vent) ou nucléaire (faible disponibilité), plusieurs heures durant et jusqu'à dix heures ou plus dans certains cas.

Alors que le risque de défaillance se concentre actuellement sur le cœur de l'hiver (les mois de janvier et de février comprenant environ 90 % du risque), il s'étendra progressivement, au sein du scénario « A - référence », à l'ensemble de l'hiver (à plus de 90 % entre décembre et février). Ceci correspond ainsi au début du « lissage » en direction du début de l'hiver et du mois de décembre anticipé par les Futurs énergétiques 2050 »

Donc, avec cette sensibilité météorologique accrue tombe un premier tabou : celui du maintien de productions thermiques.



2) Le tabou du thermique- charbon compris-levé !

Très prudemment RTE, revient donc sur ce tabou du thermique- très prudemment dans l'expression, mais les graphes du rapport, qui valent mieux que de longs discours sont assez éloquents !

« Sur le plan de la sécurité d'approvisionnement, la prolongation pour quelques années des dernières centrales au charbon et/ou leur conversion à la biomasse offre une sécurité supplémentaire pour aller au-delà du critère, notamment pour parer à des configurations spécifiques caractérisées par des difficultés importantes sur le parc nucléaire (par exemple en cas de nouvel aléa générique) ou par un fort « rebond » de la consommation électrique (reprise de l'activité industrielle « perdue » ces dernières années et électrification rapide) »...

Si la prolongation et conversion des centrales à charbon en France ont déjà été évoquées comme un levier pour regagner des marges (+2 GW), le report des fermetures au-delà de 2030 des autres centrales thermiques fossiles (TAC fioul et cogénérations) pourrait également constituer un levier favorable pour la sécurité d'approvisionnement (+~1 GW), tout en fonctionnant durant un nombre d'heures limité dans l'année – compatible avec le respect des plafonds réglementaires actuels – et permettant ainsi d'en limiter les conséquences sur le plan des émissions de gaz à effet de serre.

Le maintien des parcs thermiques européens au-delà de l'approche prudente retenue par le Bilan prévisionnel quant à la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement française (variante Thermique renforcé. en Europe) serait par ailleurs de nature à diminuer de près de 4 GW le besoin de capacités supplémentaires... »

Donc, dans ces nouvelles configurations, il vaudrait mieux pour la sécurité d'approvisionnement garder du thermique, et que nos voisins en gardent aussi. Merci de cet aveu - mais qui en doutait au vu du programme allemand de commande d'au moins dix nouvelles centrales à gaz !

Figure 6.15 Évolution du niveau des marges estimées en amont des hivers 2022-2023 et 2023-2024, d'une part, et les horizons 2024-2025 et 2026-2027 du Bilan prévisionnel 2023, d'autre part

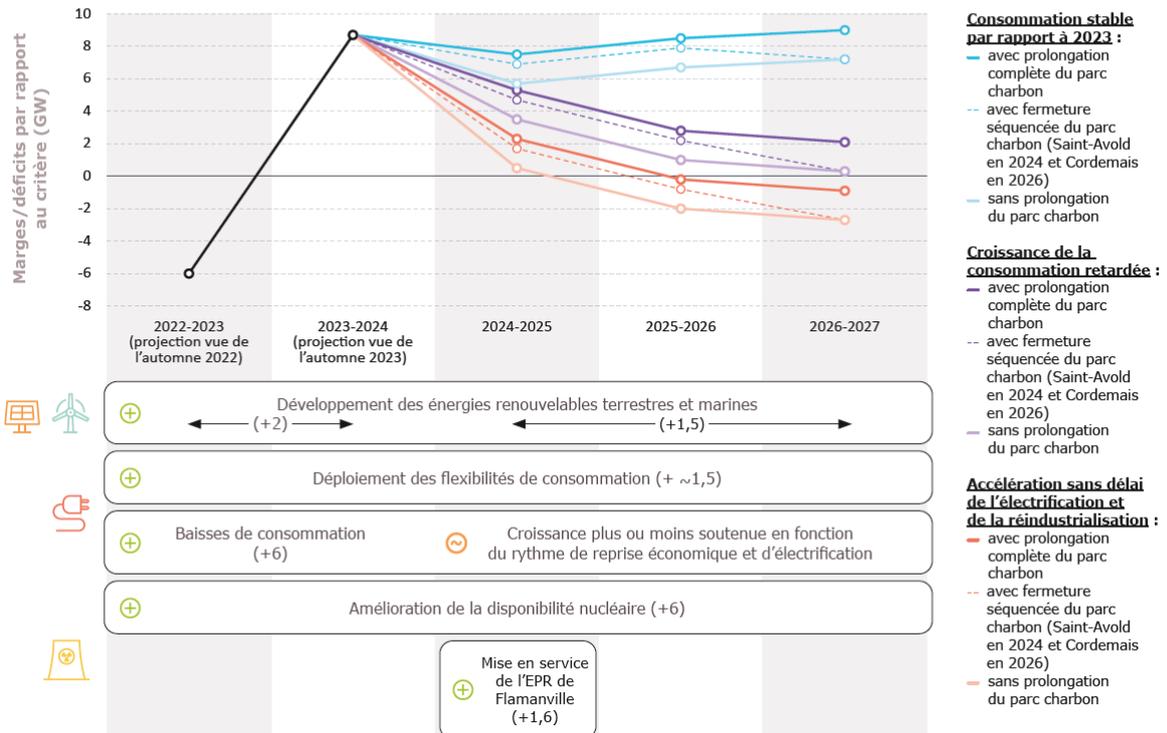
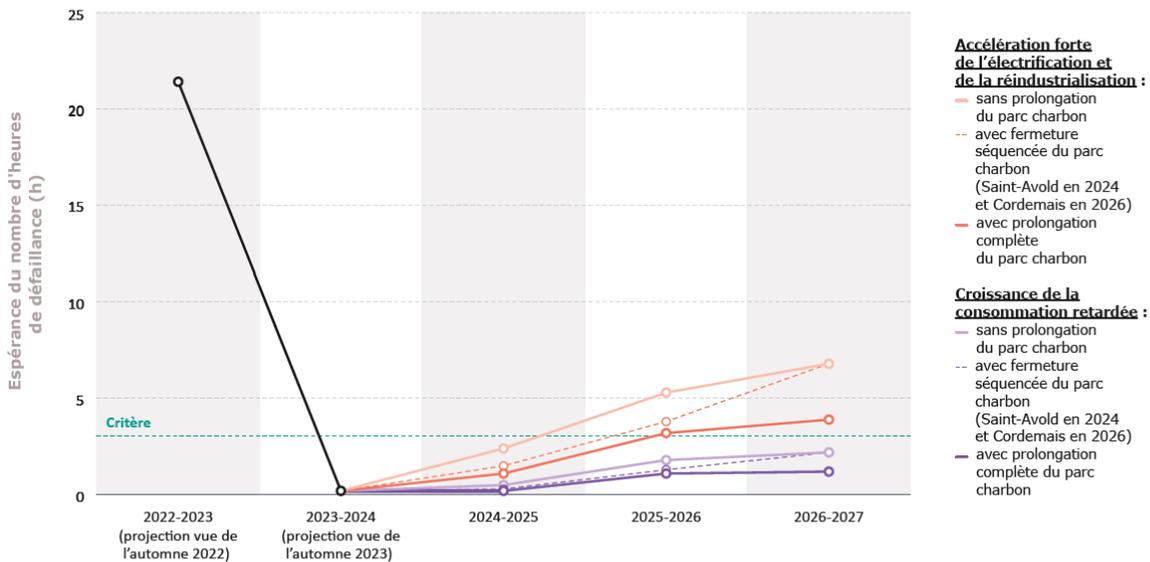


Figure 6.16 Évolution du nombre d'heures de défaillance estimé en amont des hivers 2022-2023 et 2023-2024, d'une part, et les horizons 2024-2025 et 2026-2027 du Bilan prévisionnel 2023, d'autre part



3) Deuxième tabou : il va falloir écrêter davantage...le nucléaire et les ENR ?

Le constat de RTE est clair, mais encore une fois son expression très (trop) prudente ; alors clarifions à se place : 1) ***L'irruption massive des productions fatales sur le réseau entrainera une explosion des écrêtements*** (obligation de diminuer voire d'arrêter la production) ; 2) ***il n'est pas sûr que le nucléaire puisse assumer cette modulation***, qui perturberait considérablement la gestion du combustible et celle des arrêts de tranche, qui assure la sécurité d'alimentation ; 3) ***il va falloir que les énergies variable intermittentes fatales participent à l'écrêtement***- sous quel forme et à quel coût ?.

De toutes façons, la conséquence sera un renchérissement du coût de l'électricité et la seule façon de la réduire est de minimiser le recours aux d'énergies fatales intermittentes.

Voici donc l'aveu de RTE en trois phases : le volume de production écrêtée va fortement augmenter (70 GWh/an en 2025, 400 GWh/an en 2030 puis 1 000 GWh/an en 2035) ; on a toujours dit qu'il vaut mieux que ce soit le nucléaire qui module (ce qui revient à faire payer les externalités négatives des énergies variables intermittentes fatales au nucléaire !) ; 3) mais c'est pas sûr que ce soit possible, et dans ce cas, il va falloir que les énergies variables intermittentes écrètent fortement !

« Du fait du développement massif des énergies renouvelables en Europe, le volume de production écrêtée pour cause d'absence de débouchés (donc hors cause réseau) croît au cours de la période considérée. Dans le scénario « A - référence », il s'établit en moyenne à un niveau de l'ordre de 70 GWh/an en 2025, 400 GWh/an en 2030 puis 1 000 GWh/an en 2035).

Dans le cas français, la faible part d'écrêtements ne vaut toutefois que sous plusieurs hypothèses simultanées :

1) la consommation croît en même temps que la production : dans un scénario où la consommation stagne et où la production renouvelable continuerait de croître en France mais aussi en Europe, le volume d'écrêtements peut augmenter rapidement ;

2) la flexibilité de la demande et le stockage se développent dans des proportions significatives, en France et en Europe, permettant de récupérer la production renouvelable en période d'abondance de production et de l'utiliser à d'autres moments ;

3) le parc nucléaire est à même de moduler sa production lors des périodes de faible consommation résiduelle de manière à limiter les écrêtements de production renouvelable : à défaut, si le parc nucléaire n'était par exemple plus aussi flexible qu'attendu, le volume d'écrêtement renouvelable pourrait être multiplié par dix dès 2030.

Il existe donc une forte interaction entre la capacité de modulation du nucléaire et le volume d'écrêtements renouvelables. Dans une configuration où la modulation du nucléaire pour absence de débouchés peut se substituer à des épisodes « classiques » de modulation du nucléaire (cf. 6.3.3.1) sans contraindre trop fortement l'exploitation des centrales sur le plan industriel et sans que cela n'affecte pas la performance des centrales, il est rationnel de moduler le nucléaire à la baisse avant d'écrêter la production renouvelable. En effet, à la différence de l'écrêtement de production renouvelable, la production nucléaire n'est alors en effet pas perdue mais simplement déplacée dans le temps. À l'inverse, dans le cas où la concentration de la modulation du nucléaire lors des périodes d'abondance de production ne serait pas possible ou si elle avait des effets collatéraux plus importants, alors le volume d'écrêtement de production renouvelable s'en trouverait nécessairement accru. »

4) Troisième tabou : la modulation du nucléaire, cela ne va pas être si facile.

RTE donc constate qu'avec le développement des renouvelables, « **la part de modulation du nucléaire liée au manque de débouchés économiques augmentera de manière très significative** »

EDF donc modulait auparavant pour optimiser sa gestion du carburant, son planning d'arrêts et sa stratégie de chargement des réacteurs en combustible et assurer ainsi la sécurité d'alimentation au cours de l'année, il devra désormais moduler pour faire du suivi de charge des énergies variables intermittentes fatales. RTE lui propose même la solution :

« Sur le plan technique, cette modulation peut prendre la forme d'une baisse de production (réduction de la puissance d'une ou plusieurs tranches) voire, selon le volume et la durée de la modulation à opérer, d'arrêts d'une ou plusieurs tranches, généralement pendant au moins plusieurs jours.

La possibilité de procéder à ces arrêts courts, planifiés dans des délais bien inférieurs aux arrêts liés au cycle naturel de maintenance et rechargement du combustible, offre l'opportunité de satisfaire des contraintes tant du point de vue de l'exploitant (optimisation économique et réalisation de brefs travaux de maintenance) que de celui du système électrique (levier de modulation à la baisse) »

Tout va bien alors, mais suivent une série d'avertissements, qui font qu'en fait, placé au pied du mur, RTE devient de plus en plus prudent sur la modulation nucléaire.

« Le recours à ces arrêts peut toutefois présenter un risque car les opérations de redémarrage des réacteurs peuvent parfois être marquées par différents aléas et s'avérer plus longues que prévu. »

« Cette évolution des conditions d'exploitation du parc suscite plusieurs interrogations

1) en premier lieu, sur la faculté de l'exploitant à concentrer la modulation du parc nucléaire lors des périodes d'absence de débouchés (avec une prévisibilité potentiellement plus courte qu'aujourd'hui), en substitution à la modulation historique, de manière à limiter les conséquences sur le volume de production d'électricité annuel ;

2) En second lieu, sur le risque que la modulation pour absence de débouchés dépasse finalement les volumes de modulation « historiques » (environ 30 TWh) dans certaines configurations spécifiques, occasionnant un effet sur la production nucléaire annuelle, ainsi que sur les leviers permettant de limiter ce risque ;

3) En troisième lieu, sur les conséquences économiques pour la valorisation de la production nucléaire ;

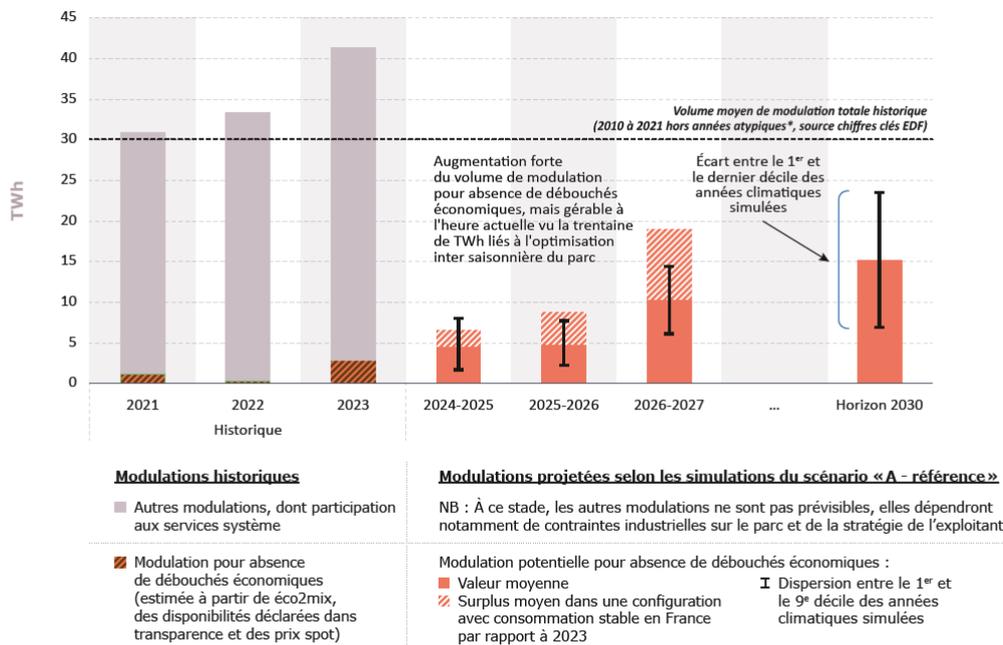
4) Enfin, sur les conséquences en termes de performance, de sûreté et de vieillissement, notamment dans la perspective de prolongation des durées d'exploitation du parc au-delà de 50 ans.

Ces interrogations ont à ce stade des réponses partielles et devront faire l'objet d'analyses complémentaires au cours des prochaines années » (Sic !) »

De fait, certaines projections proposées par RTE sont assez peu rassurantes. À court terme, les conditions actuelles de stagnation de la consommation, couplées à un développement continu de la production renouvelable, peuvent conduire conjoncturellement à un surplus de modulation du parc nucléaire pour absence de débouchés économiques, lequel pourrait atteindre près de 20 TWh dès 2026 ; en 2030, il existe une forte incertitude sur le volume de modulation, qui pourrait atteindre près de 25 TWh.

Toute la question est de savoir dans quelle mesure cette modulation se substitue ou s'ajoute à la modulation historique de gestion du combustible, et, comme discuté ci-dessus, cela n'a rien d'évident !

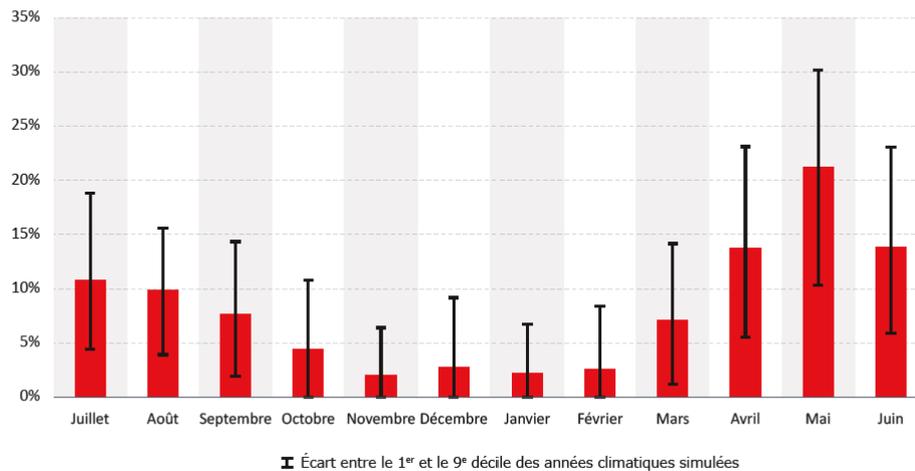
Figure 6.69 Évolution envisageable du volume annuel de modulation pour absence de débouchés économiques de la production nucléaire dans le scénario « A - référence »



* Certaines années atypiques présentent des volumes importants de modulation totale : 2016 et 2017 (imputation d'arrêts imposés par l'ASN dans le Ku) et 2020 (confinement lié à la pandémie du COVID-19)

Plus inquiétant encore, dans le scénario de référence (donc pas le pire), « *jusqu'à deux tiers du volume de modulation pour absence de débouchés économiques s'effectuerait avec un parc proche de ses butées de baisse à l'horizon 2030.* »

Figure 6.70 Proportion des heures pour lesquelles les réacteurs s'approchent de leurs butées de baisse en 2030 dans le scénario « A - référence »



5) Quatrième tabou : en fait parlons clairement : fin de l'obligation d'achat et écrêtement volontaire ou imposé des renouvelables : RTE avoue qu'il faut changer de paradigme.

A remarquer que dans son *bilan semestriel de l'été 2024*, RTE défend la fin de l'obligation d'achat des productions fatales et le passage systématique sous le régime du complément de rémunération qui incite les producteurs à s'écrêter dès lors qu'il y a des prix négatifs : le complément n'est pas payé quand le prix est négatif et il existe une prime à la non-production pendant les heures où les prix sont négatifs.

Et si l'incitation ne suffit pas ? RTE l'annonce enfin clairement :

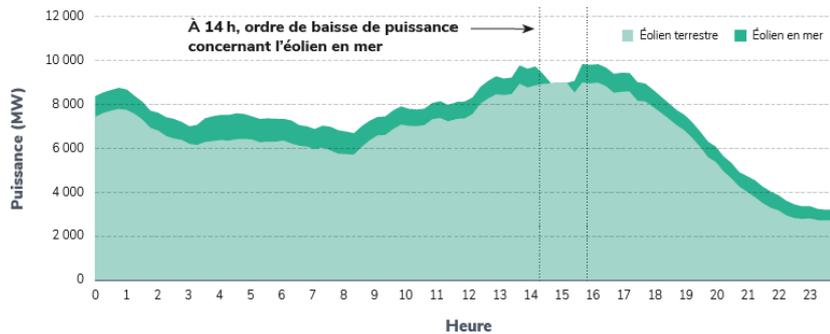
« En tant que responsable in fine de l'équilibre du système électrique, lorsque le fonctionnement normal du marché ne suffit pas à garantir cet équilibre, RTE est habilité à modifier la programmation des unités de production pour assurer la sûreté du système électrique. »

Dans ce cadre, RTE peut être amené à ordonner, conformément aux dispositions actuelles du Code de l'énergie, la baisse de production renouvelable en temps réel. »

Et RTE annonce que d'ailleurs, il l'a déjà fait :

« À ce titre, le 16 juillet à 14 h, RTE a ordonné un passage à la puissance minimale de quatre parcs renouvelables de forte puissance (éoliens et solaire photovoltaïque, pour un total de 1 050 MW) afin de répondre au besoin ponctuel du système électrique. Cet ajustement a été réalisé dans les règles... (cf graphe ci-joint). »

Figure 14 : Production éolienne en France au cours de la journée du 16 juillet 2024 (ordre de baisse de puissance à 14 h)



Si RTE le publie ainsi, c'est sans doute à titre d'avertissement : **dans un système qui devient ingérable, tant du point de vue technique qu'économique, les énergies fatales intermittentes devront désormais accepter de « s'effacer » (d'arrêter leur production) en cas de production surabondante - volontairement ou non !** Ce qui va singulièrement compliquer leur équilibre économique déjà précaire !

Reste à savoir combien cela nous coutera en compensations ?

5) Stabilisation de la fréquence : on sait pas tellement comment faire, à voir plus tard

« La gestion d'aléas ou de variations très rapides de la consommation, d'une heure à l'autre, générera quant à elle un besoin de flexibilités d'équilibrage pour assurer notamment le réglage de la fréquence, qui pourra comme aujourd'hui être couvert par des moyens mobilisables rapidement, en moins d'une heure. L'évaluation de ce besoin et des nouveaux moyens pouvant y répondre feront l'objet d'analyses approfondies en dehors du cadre de ce Bilan prévisionnel »

6) Flexibilité : un certain scepticisme de RTE sur une politique qu'il juge pourtant essentielle

RTE rappelle que la flexibilité de la demande constitue un levier incontournable pour optimiser le fonctionnement du système électrique. Et pourtant, il fait remarquer que

« s'agissant de la demande, si le système électrique a pu compter historiquement sur des flexibilités significatives (asservissement tarifaire des ballons d'eau chaude sanitaire, offres d'effacement « jour de pointe »...), les volumes de flexibilités associés ont en réalité peu augmenté au cours des dernières décennies et cette augmentation a essentiellement résulté du développement de soutiens publics »

Autrement dit, la flexibilité qu'exige l'injection massive dans le système électrique d'électricité fatale non corrélée à la demande (éolien et solaire), c'est pas gagné. Cela pourrait se traduire surtout, pour les particuliers, par de nouvelles heures creuses et pleines, modulées selon les saisons : entre 7h et 11h et 17h et 2h pour la période de novembre à mars et de 7h à 10h et de 18h à 23h en été. Mais ce sera encore loin des enjeux.

7) Une conclusion sensée : freiner sur les /productions fatale (renouvelable intermittent) !

« Les effets décrits dans ce chapitre (augmentation du besoin de modulation à l'échelle de la journée et de la semaine, modulation du nucléaire et des renouvelables, besoin de développer de nouvelles flexibilités, nécessité de marges à la hausse comme à la baisse, croissance des

situations de prix négatifs, importance et variabilité forte des exports) sont susceptibles d'intervenir de manière plus rapide et importante dans certaines configurations, notamment dans des « modes transitoires » où le développement des énergies renouvelables se déploierait de manière très volontariste en Europe sans que ne s'enclenchent les transferts depuis les énergies fossiles vers l'électricité nécessaires pour décarboner l'économie. »

Bel aveu synthétique de RTE : augmentation du besoin de modulation à l'échelle de la journée et de la semaine, modulation du nucléaire et des renouvelables, besoin de développer de nouvelles flexibilités, nécessité de marges à la hausse comme à la baisse- éventuellement en gardant de la production thermique, croissance des situations de prix négatifs et déstabilisation de l'économie de la production électrique, renouvelable fatale et pilotable, avec des hausses de prix peu maitrisables , importance et variabilité forte des exports, tous ces défis techniques, économiques, sociétaux dépendront du pourcentage d'énergies variables intermittentes dans le mix de production électrique. Et la seule façon de les limiter est de garder ce pourcentage le plus bas possible.

8) Annexe : définition et méthodologie

La définition du critère de sécurité d'approvisionnement est fixé par le ministre en charge de l'énergie par voie réglementaire (article D. 141-12-6) : ce choix ne relève pas de RTE mais des pouvoirs publics. Il s'agit en fait d'un double critère : la durée moyenne annuelle de défaillance, doit rester sous un seuil de trois heures, et la durée moyenne annuelle de délestage, doit demeurer inférieure à deux heures. La « défaillance » du système électrique s'entend ainsi comme la nécessité de recourir aux moyens de sauvegarde et en dernier recours au délestage.

RTE indique que « la doctrine de sécurité d'approvisionnement, fondée sur un critère probabiliste, est évaluée par rapport à la moyenne d'un ensemble de combinaisons. Il s'agit d'une méthodologie bien établie, courante au sein de systèmes électriques de taille comparable au système français, reconnue et encadrée par le droit européen ». RTE n'est visiblement pas resté sourd à certaines critiques qui avaient été émises puisqu'il a « enrichi son analyse par divers indicateurs traduisant la dispersion statistique des résultats (probabilité, durée continue et profondeur de la défaillance, énergie non distribuée, etc.) afin de mieux caractériser les risques ... RTE conduit également, en complément, une évaluation du risque dans des situations spécifiques dites « stress-test ».

Le premier de ces stress test concerne une vague de froid intense (comme en février 2012), avec une température moyenne hebdomadaire France de -4,3 °C.

Le second concerne spécifiquement l'éolien : « un épisode de vent très faible en France et Europe. La matière dans le débat public consiste à centrer l'analyse sur des « creux » de production épisodiques dans lesquels le facteur de charge peut atteindre des valeurs extrêmes, de l'ordre de 1 %. Cependant, ces épisodes ne sont pas forcément les plus graves, s'ils demeurent d'une durée courte. A contrario, une production éolienne très faible pendant plusieurs jours consécutifs peut conduire à un risque beaucoup plus élevé. Le stress-test retenu dans le Bilan prévisionnel correspond à celui de la première semaine de décembre 2022. Durant cette période, le facteur de charge moyen des parcs éoliens terrestres de la France et des autres pays européens n'excédait respectivement pas 8 % et 18 % »

PIEBIEM

Préserver l'Identité Environnementale de la Bretagne sud et des Îles contre l'Eolien en Mer

Rappelle son opposition à un programme insensé d'éolien en mer climatiquement nul voire négatif, électriquement inepte car dangereux pour la sécurité d'alimentation électrique, au coût de production exorbitant et économiquement non soutenables, néfaste pour l'économie locale, ravageur pour nos paysages littoraux et leur riche biodiversité

Contacts : pebiem56@gmail.com

<https://www.facebook.com/groups/pebiem>

<https://pebiem.webnode.fr>

Siret : [924 059 678 00012](https://www.siret.fr/92405967800012) ; RNA: W563011048