

Monsieur le commissaire enquêteur

Par cette contribution, qui repose sur des rapports incontestables du RTE et des études fiables, je voudrais réfuter l'argument mis en avant par JPEE et le lobby éolien, selon lequel l'éolien et les ENRi en général contribueraient à l'indépendance énergétique de la France.

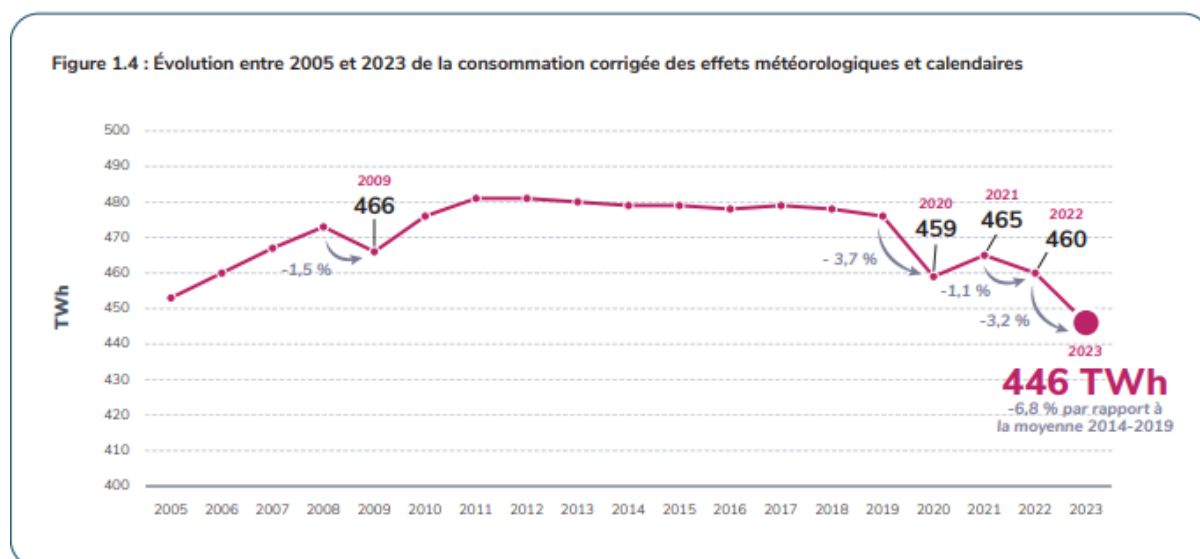
Toutes mes citations sont sourcées, je vous invite à consulter les rapports et documents.

1) Sur la contribution des ENRi à l'indépendance énergétique de la France :

Ainsi qu'il résulte du rapport du RTE pour 2023 (annuel), la consommation électrique française est en chute sensible et a rejoint son niveau de2005 :

- Rapport RTE 2023 :

https://assets.rte-france.com/analyse-et-donnees/2024-03/Bilan%20%C3%A9lectrique%202023%20rapport%20complet_29fev24.pdf



La baisse des consommations d'électricité s'est confirmée en 2023 pour atteindre un volume en dessous du niveau de l'année 2020

- En 2023, la consommation d'électricité en France (corrigée des aléas météorologiques et calendaires) s'élève à 445 TWh et se situe en retrait de 3,2 % par rapport à 2022 (460 TWh). Par rapport aux valeurs moyennes historiques (2014-2019), la consommation de l'année 2023 est en baisse de 6,9 %. Contrairement à 2022, où la baisse des consommations d'électricité ne s'était matérialisée qu'à partir de l'automne, au plus fort de la crise énergétique, en 2023 elle s'est confirmée tout au long de l'année.
- La baisse de consommation entre 2022 et 2023 est une des plus fortes jamais constatées, elle a concerné tous les secteurs (résidentiel, industriel, tertiaire). 27 % de la baisse de consommation est attribuable aux grands consommateurs industriels, alors qu'ils ne représentaient qu'environ 13 % de la consommation d'électricité sur la période 2014-2019.

Par ailleurs, toujours selon le RTE, en 2023 l'équivalent de la production de toutes les éoliennes a été exportée :

En 2023, la France a récupéré sa place de première exportatrice nette d'électricité en Europe

- En 2023, le solde des échanges d'électricité entre la France et les pays voisins est redevenu exportateur, à hauteur de 50,1 TWh. En 2022, le solde s'était inversé en atteignant 16,5 TWh dans le sens des importations pour la première fois depuis 1988.

Concernant la production éolienne et photovoltaïque :

- Les productions éolienne et solaire ont atteint en 2023 des niveaux record : 50,7 TWh pour l'éolien et 21,5 TWh pour le solaire photovoltaïque.

Pour 2024, on annonce un record d'exportations, qui atteindraient selon des projections de RTE, un total de **85 TW/h** soit plus que les productions éoliennes et solaires (respectivement 50,7 TW/h pour l'éolien et 21,45 TW/h pour le solaire = **72,15 TW/h** en 2023)

<https://assets.rte-france.com/prod/public/2024-11/RTE-synthese-passage-hiver-2024-2025.pdf>

Dans ce contexte :

- RTE confirme son diagnostic de mi-2024 selon lequel la France est en situation de battre son record d'exports nets d'électricité sur une année (qui date de 2002), avec une prévision autour de 85 TWh à la fin décembre. Ceci est le résultat du développement de la production d'électricité bas-carbone française (nucléaire et renouvelables), compétitive sur les marchés européens et donc fréquemment sollicitée pour alimenter la consommation européenne ;

Mais toujours selon le RTE, la consommation électrique baissera encore en 2024 :

- 5) Enfin, la **consommation d'électricité reste à un niveau bas**, dans le prolongement des baisses observées depuis 2022 sous l'effet notamment de l'augmentation des prix de l'électricité et des appels à la vigilance. La consommation observée au premier semestre 2024 et les projections de RTE pour cet hiver laissent entrevoir une consommation annuelle 2024 inférieure d'environ 6% à la moyenne des années 2014-2019. Ceci est de nature à faciliter la gestion de l'équilibre offre-demande cet hiver.

Les données actuelles témoignent que la consommation d'électricité a cessé de diminuer ; elle semble avoir atteint un palier à partir duquel elle s'infléchirait progressivement à la hausse au cours des prochaines années. Il est néanmoins encore prématuré de se prononcer sur l'horizon d'un tel infléchissement et sur son ampleur, même s'il apparaît probable au regard du reflux du prix de l'électricité sur les marchés et du nombre de projets en cours.

Si on exporte cette électricité, c'est qu'elle n'est pas utilisée, donc, elle ne contribue nullement à l'indépendance énergétique qui est largement assurée, et rien ne dit, si ce n'est des extrapolations intéressées du RTE, que les usages électriques se développeront.

Au contraire, pour pouvoir continuer à l'exporter, des investissements colossaux sont requis dans le développement du réseau (près de 200 milliards d'euros selon le Sénat, au profit de RTE et ENEDIS) :

<https://www.senat.fr/rap/r23-714-1/r23-714-145.html>

EXTRAIT 1 relatif aux investissements nécessaires pour les réseaux :

2. Des investissements colossaux en perspective en raison de l'ancienneté des réseaux, de l'électrification des usages et de la dispersion des moyens de production intermittents

A) 200 MILLIARDS D'EUROS À INVESTIR D'ICI À 2040 ?

Dans l'ombre des débats passionnés concernant les scénarios de mix de production, les enjeux d'adaptation des réseaux d'acheminement et des investissements qu'ils supposent sont trop souvent négligés dans la définition de la stratégie relative au système électrique national. Pourtant, ils ont une incidence déterminante sur le coût global du système électrique et sur la facture des consommateurs qui contribuent très largement à leur financement à travers le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE).

Ainsi RTE et Enedis ont récemment proposé des programmes d'investissements pour un montant cumulé de près de 200 milliards d'euros d'ici à 2040 : 100 milliards d'euros pour RTE et 96 milliards d'euros pour Enedis. Ces montants considérables traduisent des augmentations extrêmement sensibles au regard des dépenses actuellement consacrées aux réseaux. Ces programmes d'investissement apparaissent globalement en ligne avec les prévisions réalisées par RTE dans le cadre de son étude de 2021 sur les futurs énergétiques 2050 dans le cadre de l'hypothèse la plus élevée de consommation^{471(*)} et du scénario de production retenant la relance de la production nucléaire la plus ambitieuse^{472(*)}.

De plus, plus la distance à parcourir est longue (et elle l'est avec les exportations vers l'Allemagne ou d'autres pays), et plus la perte de production est importante :

Extrait 2 du rapport du Sénat :

C) LES PERTES EN LIGNE S'ÉLÈVENT CHAQUE ANNÉE À ENVIRON 35 TWh ET PÈSENT SUR LE TURPE

Lors de son acheminement l'électricité subit des pertes en ligne dont le volume dépend notamment de la distance qu'elle parcourt ou de certaines caractéristiques des réseaux qu'elle emprunte.

D'où viennent les pertes d'électricité sur les réseaux de transport ?

Les pertes d'électricité peuvent avoir **quatre origines** différentes :

- **78 % des pertes** proviennent de la déperdition d'énergie qui s'opère dès qu'un courant circule dans le matériau conducteur des liaisons. Le transport de l'électricité fait chauffer le câble et génère des pertes d'énergie. On appelle cette dissipation de chaleur l'**effet joule**.
- **Les conditions climatiques** impactent également le volume des pertes dont 8 % sont liées à une décharge électrique entre l'air et le conducteur.
- Environ 11 % des pertes sont liées au **passage du courant dans les postes de transformation** de niveau de tension.
- Enfin, **le fonctionnement des postes** eux-mêmes nécessite la consommation d'une part d'énergie. Cette autoconsommation représente environ 3 % du volume concerné.

Source : site internet de RTE

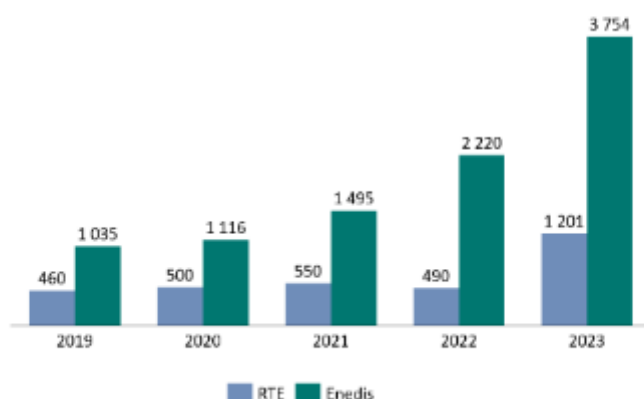
Sur les réseaux de transport, les taux de pertes se situent entre 2 % et 3,5 % pour une moyenne de 2,5 %. Ils représentent ainsi un peu plus de **10 TWh** par an.

Sur les réseaux de distribution, le volume annuel total des pertes avoisine les **25 TWh**. D'après les réponses fournies par Enedis à la commission d'enquête, elles se décomposent en **12 TWh de pertes techniques** (liées à la dissipation de l'énergie dans les ouvrages du réseau) et **13 TWh de pertes non techniques** (erreur de comptage, de gestion administrative des points, de fraudes, etc.).

Les gestionnaires de réseaux ont l'obligation de racheter ces pertes, ce qui peut représenter une charge d'exploitation particulièrement lourde selon les années, tout particulièrement lorsque les prix de gros de l'électricité sont élevés. Ces coûts sont *in fine* financés par les consommateurs à travers le **TURPE**. Ainsi, entre 2019 et 2023, le coût cumulé lié à ces pertes en ligne a atteint **12,8 milliards d'euros**, 3,2 milliards d'euros pour RTE et 9,6 milliards d'euros pour Enedis.

Coût annuel des achats d'électricité réalisés par RTE et Enedis pour compenser leurs pertes réseaux

(en millions d'euros)



Source : commission d'enquête, d'après les comptes d'Enedis et RTE

Ce système absurde conduit à subir des nuisances et à lever taxes et impôts pour exporter, et ce, de plus en plus souvent à des prix négatifs comme l'a relevé le RTE dans son rapport 2024 :

https://assets.rte-france.com/prod/public/2024-07/Bilan-electrique-S1-2024_0.pdf

► Du fait de l'abondance de la production bas-carbone, d'une demande faible et de capacités d'export parfois saturées, concomitantes d'épisodes de forte production éolienne et solaire dans les pays voisins, les épisodes de prix négatifs ont fortement augmenté en France au cours du premier semestre (233 pas horaires négatifs constatés contre 53 au premier semestre 2023).

D'autre part, le problème de la priorité d'accès au réseau de l'électricité issue des ENRi, implique de moduler le parc nucléaire, se qui entraîne outre des pertes de productible, une fragilisation des centrales (corrosion sous contrainte) :

<https://www.lemondedelenergie.com/modulation-nucleaire-risque-majeur/2023/02/09/>

La France pratique la modulation sur son parc nucléaire

La modulation nucléaire (appelée encore suivi de charge), qui est pratiquée en France depuis les années 80, consiste à baisser volontairement la puissance fournie par un réacteur pendant un laps de temps court mais sans pour autant l'arrêter¹.

Cette pratique est très rare, car les opérateurs des réacteurs nucléaires considèrent logiquement que compte-tenu du coût de l'investissement, il est indispensable de les faire fonctionner en permanence à pleine puissance, c'est-à-dire en base. En effet, contrairement à une centrale thermique à combustible fossile, pour laquelle les coûts variables sont importants, la structure des coûts d'un réacteur nucléaire est essentiellement fixe, à environ 90 %. Donc, si un réacteur ne tourne pas à pleine capacité, son coût de production augmente très rapidement tandis que ses recettes baissent en parallèle. C'est ce qui explique qu'aux USA, par exemple, le Kd (coefficient de disponibilité) est très élevé, de l'ordre de 90 à 92 %, et que dans la plupart des pays possédant des réacteurs, leur productible est de l'ordre de 8 TWh par GWe. Par opposition, en 2021, la France, avec un Kd de moins de 70 %, a atteint à peine 6 TWh par GWe.

Si la France module son parc nucléaire, cela tient historiquement à la taille de sa capacité par rapport au reste du mix électrique. La France est en effet le seul pays au monde à avoir un poids du nucléaire s'élevant en moyenne à 75 % du mix électrique. La modulation était donc la seule solution pour :

- Ajuster la production à la consommation (WE, nuit, jours fériés...), en cas d'excès de capacité ;
- Assurer en partie la régulation de la fréquence (pour vous garantir la meilleure expérience sur notre site web).

Mais depuis un peu plus de dix ans, une troisième raison s'est ajoutée aux précédentes, l'ajustement à la production aléatoires des EnR (éolien onshore ou PV). En effet, dans le cadre du développement de ce type de renouvelables, la régulation leur a accordé la priorité d'accès au réseau (priority access). Donc, quand ces EnR se mettent à produire, alors que le niveau de demande est faible, il devient nécessaire de ralentir la production de certains réacteurs pour éviter la saturation du réseau.

Le pourcentage de réacteurs faisant du suivi de charge sur une journée, est ainsi passé de 20 % en 2012 (soit 12 réacteurs) à environ la moitié actuellement (soit 28 réacteurs). Ce suivi de charge EnR est essentiellement affecté par l'éolien l'hiver et par le PV l'été, et la modulation subie doit en plus être combinée avec le placement des arrêts techniques, en optimisant l'ensemble dans le cadre du différentiel de demande hiver / été.

Et la modulation peut conduire à une impasse

Malheureusement cette adaptation asymétrique est susceptible d'avoir des conséquences graves. Tout d'abord, il faut avoir à l'esprit que les réacteurs construits entre 1978 et 1990 n'étaient pas destinés à la pratiquer. La modulation a donc des effets sur le matériel :

- Augmentation des fortuits (en moyenne + 25 %) ;
- Dégâts possibles sur la structure des cœurs (érosion, déséquilibre bore-lithium, fuites...) ;
- Vieillesse du circuit primaire, si le standard de deux mouvements par jour était dépassé.

Comme le remarque l'ASN, la modulation fait que les réacteurs sont « plus sollicités mécaniquement, ce qui entraîne une usure plus rapide de certaines pièces » et limite les marges de sûreté en France par rapport aux réacteurs américains qui ne sont pas soumis à de telles variations. Ainsi un réacteur américain, qui vient d'être arrêté après 52 ans, a pu fonctionner deux ans à pleine puissance lors de sa dernière campagne sans s'arrêter.

Le président de l'ASN a synthétisé le problème : « Avec l'arrêt de la production pilotable utilisant des combustibles fossiles, les fluctuations de la demande d'électricité devront être encaissées par le parc nucléaire. D'où la question : est-ce que cela conduit à des effets particuliers en termes de prolongation du parc ? ».

Mais la modulation a aussi des conséquences sur les finances d'EDF :

- Perte d'opportunité ;
- Perte de production ;
- Hausse du coût marginal de production des réacteurs.

Concernant la perte de production, en considérant que la modulation amène à un Kd de 75 % au lieu du coefficient normal de 90 %, pour 1 GW cela entraîne une perte de production d'environ 1,3 TWh.

Pour un prix de marché de 100 à 150 €/MWh, cela fait donc un manque de revenus de 130 à 200 M€. En référence à un parc de 61 GW, cela donne entre 7,9 et 12,2 Mds€.

Concernant la hausse du coût de production, si on considère un coût de 50 €/MWh pour un Kd de 90 %, alors le coût unitaire pour un Kd de 0,75 % va passer à environ 60 €/MWh. Le surcoût ramené à la production correspondante sera donc de 60 M€ pour 1 GW, et donc de 4,0 Md€ pour un parc de 61 GW.

En résumé, un parc nucléaire qui module massivement peut devenir rapidement un gouffre financier, car les producteurs d'EnR ne sont pas tenu de compenser les coûts qu'ils génèrent. C'est d'ailleurs fort logiquement que, lors des négociations sur la construction des EPR au Royaume-Uni (HPC) ou en Chine (Taishan), les autorités locales ont refusé que ces réacteurs puissent disposer d'un mode de pilotage variable de la puissance, qui contrairement aux générations précédentes, est intégré dès le départ dans le modèle français. Vouloir moduler la production d'un réacteur, dont le coût dépasse les 10 Mds€, est pour le moins étonnant sur un plan strictement financier.

Enfin, avec le fonctionnement européen actuel, le réseau électrique français est utilisé gratuitement par nos amis allemands pour acheminer l'électricité éolienne depuis le Nord du pays (où se situent les sites de production) vers le Sud du pays (lieu principal de consommation) en passant par la France, ce qui n'est pas sans poser problème en cas de forts besoins comme le relate un article de JP RIOU consacré aux « loop flows » :

<https://www.contrepoints.org/?p=479779>

Des passagers clandestins

Afin d'optimiser les capacités d'interconnexion, Le **couplage du marché européen de l'électricité** permet de mettre aux enchères à la fois la fourniture électrique et la capacité de connexion correspondante.

Les flux physiques de ces transactions transitent sur le réseau européen en suivant la voie de la moindre résistance et non... le chemin le plus court.

Ainsi, en cas de congestion de ses propres lignes, des échanges prévus à l'intérieur d'une même zone d'enchère **sont détournés** vers les zones voisines (les réseaux voisins). Ces flux d'électricité (« *flows* ») non invités et non désirés, font donc une boucle clandestine (« *loop* »), par les réseaux voisins pour arriver à leur destination.

La part croissante de ces flux de boucle (« *loop flows* ») non programmés **est dénoncée** par les opérateurs du réseau électrique européen (Entsoe) car elle réduit les capacités d'interconnexion vitales pour tout système électrique à forte composante intermittente.

Ces *loop flows* proviennent des fortes productions des éoliennes du nord de l'Allemagne, combinée avec celles de Scandinavie, que les congestions du réseau allemand font transiter par les Pays-Bas, la Pologne, la République tchèque, l'Autriche, la Belgique et la France. Ces « passagers clandestins » peuvent mobiliser jusqu'à 50% de la capacité disponible, limitant d'autant les capacités d'importation de ces pays.

La sécurité française menacée

Le 4 avril 2022, la France pulvérisait le record du marché à 2987,78 €/MWh entre 7 heures et 9 heures, en raison de la forte consommation liée au froid et de la faible disponibilité du parc nucléaire.

Les interconnexions avec l'Allemagne, prévues pour éviter une telle divergence de cours grâce aux importations, n'ont pas pu jouer leur rôle en raison des *loop flows* allemands provoqués par une production éolienne particulièrement élevée.

Dans son **rapport de juin 2022**, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) montre la corrélation systématique entre production éolienne allemande et baisse de la capacité d'import allant jusqu'à la moitié des capacités d'importation française en raison des *loop flows*.

Parallèlement, **Sia Partners** constatait en 2020 : « *les pics de prix dans la zone d'enchères belge ne se produisent que lorsque les flux de boucle dépassent une certaine valeur (500 MW).* »

Les interconnexions sont destinées à permettre la coopération entre États pour faire converger les cours par des importations tant que... les réseaux ne sont pas saturés. Les promoteurs des EnRi misent sur une mutualisation toujours plus large pour refouler loin les surplus des productions pour compenser les périodes sans vent ni soleil.

Le coût de développement des réseaux est exponentiel et laisse augurer des jours... sombres.

En 2015 déjà, **France Stratégie** relevait que les pays traversés n'étaient même pas rémunérés par l'Allemagne pour l'électricité qu'elle faisait transiter sur leurs lignes pour acheminer la production de ses éoliennes de l'Allemagne du Nord vers sa consommation par l'industrie d'Allemagne du Sud, en raison des congestions structurelles de son propre réseau.

En conclusion, la consommation électrique baisse sérieusement, nous exportons plus que la production totale éolienne et solaire, de plus en plus souvent à des prix négatifs, et pour faire face à la prolifération anarchique des installations, le réseau va nécessiter 200 milliards d'investissements dont l'Allemagne va profiter gratuitement, et avec une perte de productible importante et coûteuse liée à la longueur du réseau.

Il faut savoir en effet qu'en France, le compteur de production qui sert à déclencher le mécanisme de soutien est situé en sortie des parcs, et non pas au poste source d'arrivée : toute la perte (effet joule + fraude) est supportée par le contribuable et l'abonné.

Compte tenu de ces éléments incontestables, le projet de FROZES n'a strictement aucune utilité.

Un avis négatif s'impose de plus fort

Bien cordialement

Patrick KAWALA président de la FVED