



6 rue Jules Ferri, 56170 Quiberon - N°W561012120

www.gardiensdularge.org

30-04-2024

RTE - Schéma décennal de développement du réseau - Edition 2024

Contribution des Gardiens du Large à la consultation publique

Les Gardiens du Large sont une association environnementale de Bretagne, qui est membre de la Fédération Environnement Durable (FED). Devant le développement de l'éolien offshore en France, ils agissent par la publication d'informations, la réalisation d'études techniques et l'action juridique.

Les fondamentaux sur la base desquels est établi ce schéma décennal du RTE sont particulièrement confus selon nous, ce qui conduit à douter de la pertinence des projections présentées dans le dossier soumis à consultation.

Cette situation conduit à porter un avis négatif sur le budget de 100 milliards d'Euros soumis à enquête et rend difficile l'apport de réponses adaptées aux nombreuses questions posées. Nous posons ci-dessous des éléments d'analyse générale du rapport mis en consultation.

Eléments d'analyse globale

1. Consultation publique RTE : une consultation qui fait fi du calendrier démocratique de la PPE3 et des obligations juridiques et fonde ainsi son budget décennal sur une base contestable

La fixation de la stratégie énergétique française suit des voies particulières, où la consultation publique prend la place du débat et de la décision parlementaires. La Stratégie Française Energie Climat (SFEC), inspirée par les travaux du RTE, qui aurait dû constituer l'étape préliminaire du processus, a été l'objet d'un simple projet de document (en date du 22 novembre 2023), uniquement soumis à une consultation publique écrite, alors qu'une loi de Souveraineté énergétique devait lui succéder. Quant à la Planification Pluriannuelle de l'Energie n°3 (PPE3), qui aurait dû régulièrement suivre au terme de débats parlementaires, on apprend récemment qu'un simple décret gouvernemental pourrait intervenir ultérieurement fin 2024.

Les orientations énergétiques principales – qui auraient dû résulter de la PPE3 - ont été présumées acquises en amont par le discours de Belfort du président de la République en février 2022, ou par des précisions ultérieures : relance de principe du nucléaire, et en même temps lancement immédiat d'une révolution industrielle du renouvelable intermittent, éolien et solaire (45 GW d'éolien offshore en 2050).

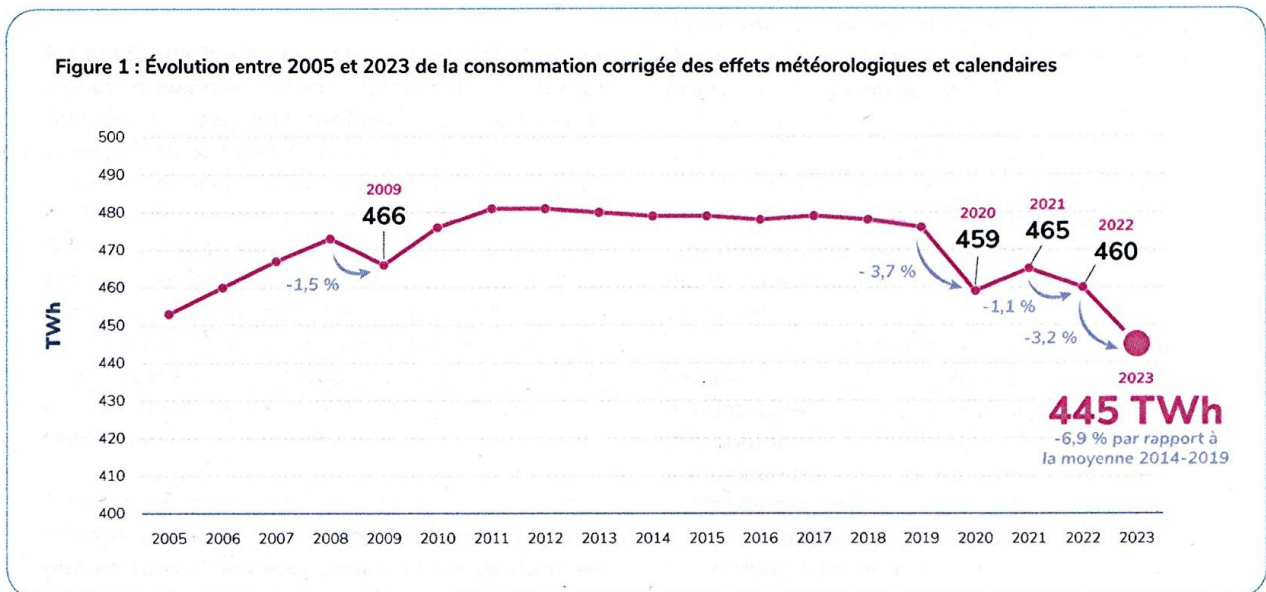
En outre, sont absentes, en amont de ce programme décennal d'énergie renouvelables intermittentes, pour la partie d'environ 18 GW d'éolien offshore, l'examen des alternatives préalables et les études d'impact environnementales préalables. La France a ratifié en 2002 la Convention internationale d'Aarhus, qui n'est ainsi pas respectée. La Charte de l'Environnement déclinée en 2004 dans la Constitution stipule

que « la préservation de l'environnement doit être recherchée au même titre que les autres intérêts fondamentaux de la Nation. » C'est d'autant plus important que le CNPN, institution indépendante, qui s'est autosaisi en 2021 à ce sujet, déclare « indispensable l'adoption d'un moratoire sur les projets de parcs off-shore dans l'attente des études nécessaires ».

C'est dans ce contexte politiquement et juridiquement critiquable que s'inscrit à contre-temps la présente consultation du RTE sur son plan décennal, qui plus est sur un modeste budget prévisionnel faisant appel à la contribution des français de 100 milliards d'euros...

2. Anticipation de l'augmentation de la demande d'électricité basée sur des hypothèses fragiles d'électrification des usages : un pari hasardeux, sans examen d'alternatives non-électriques, entraînant le montant dispendieux de 100 milliards d'Euros, qui pèsera lourdement sur le prix et la qualité de fourniture. En outre, une anticipation de la demande a contrario des tendances réellement observées.

Notons tout d'abord que le bilan RTE 2023 fait état de la baisse structurelle de la demande en 2023.



Par ailleurs, en termes d'alternatives au « tout électrique », aucune réflexion n'a été proposée par le RTE concernant le vecteur chaleur, qui représente de 40 à 45% de la consommation d'énergie en France. Les potentialités sont a priori importantes pour décarboner les usages, sans passer par l'électricité, tant par l'utilisation accentuée de sources thermiques renouvelables (géothermie, chaleur solaire, biomasse...), que par l'optimisation ou la valorisation de procédés industriels existants : pompes à chaleur, récupération de chaleur industrielle (ainsi celle, décarbonée, rejetée par la production électrique nucléaire, soit l'équivalent massif de 640 TWh), développement des réseaux urbains de chaleur. De même, pour ce qui concerne la mobilité, nulle alternative à la voiture électrique n'est évoquée (ex des voitures hybrides, des nouveaux carburants pour moteurs thermiques).

L'autoconsommation, concurrente montante des grands investissements industriels, n'a également pas été évoquée.

3. Conflit d'intérêt du RTE ?

Le conflit d'intérêt dans lequel se trouve le RTE nous semble caractérisé : à la fois expert-conseil du gouvernement pour l'établissement des scénarios de la demande et du mix électrique, en même temps que représentant du lobby électrique, maître d'ouvrage et partiellement maître d'œuvre de la stratégie retenue.

En quoi RTE peut-il prétendre être aussi expert-conseil et niveau de synthèse incluant la transition énergétique non électrique?

Puisant son savoir-faire industriel sur la conception, la construction et l'exploitation des réseaux HT et THT, l'entreprise, bien que renforcée par des moyens économiques de l'ancienne maison-mère EDF, paraît peu légitime à fixer les scénarios à long terme d'évolution de la demande énergétique, tous vecteurs confondus, qui sont à la base de la proposition du ministère de la Transition Énergétique globale...

Les propres travaux de RTE permettent ainsi de promouvoir l'option « tout électrique » de la transition énergétique et partant, sans réel niveau d'arbitrage, s' « octroyer » un budget décennal dispendieux de 100 milliards d'euros !

4. Sans attendre la PPE3, le parti pris du RTE d'ajouter une centaine de GW d'ENR intermittentes en 2035 (pour les porter à env. 150 GW par rapport à env. 100 GW de pilotable), notamment via de grosses unités éoliennes offshore, maximise le coût des réseaux et les fragilisent : ce choix va ainsi à l'encontre de l'intérêt du consommateur : c'est l'option la plus chère pour les factures du consommateur et la mise en œuvre du risque le plus grand de coupures et de blackout. Ces surcoûts du système imputables aux ENRi non dévoilés relèvent d'une information insincère et non transparente.

année	2019 (réalisé)	2023 (réalisé)	2035 – Futurs RTE A+B
Consommation totale (TWh)	473	445	550 - 640
Puissance totale installée - GW	135	149	195 - 251
Energie produite totale (TWh)	537,7	494	600 – 700
Nucléaire puissance - GW (TWh)	63,1 379,5	61,4 320	60 à 63 360 – 370
Thermique puissance - GW (TWh)	18,6 42,6	17,4 32,5	?
Charbon	3 1,6	1,8 0,8	0 0
Fuel	3,4 2,3	3 1,7	-
Gaz total	12,2 38,6	12,6 30,0	Idem ? Idem ?
dont CCGT	6,2 28	6,6	
Hydraulique - GW (TWh)	25,6 60	25,8 58,8	27 – 28 60
ENRi, puissance - GW (TWh)	25,9 45,7	42,5 72,1	95 à 147 169 - 260
Eolien terrestre	16,5 34,1	22 48,7	30 - 39 65 - 85
Eolien marin	- 0	1,5 1,9	10 – 18 39 – 65
Solaire	9,4 11,6	19 21,5	55 -90 65 – 110

Tableau 1 - Mix de production électrique français
Sources : RTE Bilans électriques 2019 – 2023 et Bilan prévisionnel 2023

Les coûts complets réels et cachés, imputables au traitement de l'intermittence, du fait de l'insertion géante d'ENRi industriels, n'ont pas fait l'objet d'une évaluation séparée de façon transparente, notamment les conséquences en terme de budget d'investissement des changements majeurs de la topologie des réseaux haute et très haute tension : nouvelles géographies de points massifs de production, par l'insertion de grandes capacités d'éolien en mer, ce qui implique un re-design du réseau à l'échelon national¹. Il semble cependant que RTE en ait bien pris la mesure, en affichant un nouveau budget décennal mirifique, multipliant par 4 le précédent de 2014, pour aboutir à 100 milliards d'Euros.

Aux coûts de nouvelle topologie du réseau et de raccordement de l'éolien offshore², il conviendrait d'ajouter aussi ceux qui sont liés, mais non assumés et discrètement noyés dans la masse : coûts de déstabilisation du système résultant de la grande variabilité du vent (vents marins plus forts et moins réguliers, pour des puissances installées ponctuelles beaucoup plus importantes), coûts du faible facteur de charge, coûts de back-up / importation / flexibilité / stockage partiel / écrêtement de la demande / défaillance / blackout, coûts de compensation des prix de marché aux promoteurs éoliens (ex. Contract for Difference), coûts des arrêts de tranches nucléaires (Cf. Week-end du 13 – 14 avril) du fait de la priorité d'accès au réseau des ENRi, perte de valeur du nucléaire existant, coûts financiers de la dette d'Etat générée par les boucliers tarifaires, etc...

¹ du fait direct de ces dizaines de GW supplémentaires, nouveaux points de production sur les côtes, très éloignés des points d'injection des centrales nucléaires - 62 GW – et hydrauliques - 26 GW - qui ont conduit à la topologie actuelle du réseau, entre les années 1950 et 1980

² dont le coût s'élèverait à 33 Mds Euro, d'après la presse

Il convient aussi de prendre en compte la faible durée de vie de l'éolien d'environ 20 ans (à comparer aux durées de vie des moyens pilotables du nucléaire de 80 ans aux USA et de l'hydraulique de 100 ans), imposant d'amortir les coûts gigantesques de réseau dédiés aux ENRi sur cette courte période, ce qui **conduit à engager des budgets pharaoniques au service de moyens de production non pérennes.**

Le résultat assuré sera l'explosion du prix de l'électricité et des taxes diverses associées (ex. TURPE) ; ceux-ci étant à ponctionner sur les factures d'électricité et autres contributions françaises socialisées, sans possibilité pour les citoyens d'avoir pris part à la décision sur la base d'une information préalable sincère.

5. L'étude fondamentale de l'AEN/OCDE sur les conséquences d'un taux trop élevé de moyens intermittents dans le mix n'est pas suffisamment prise en compte : une dérive exponentielle des coûts du système est en jeu, de même que des risques de black out et d'une désoptimisation de l'outil nucléaire français.

Les résultats de l'étude de l'AEN/OCDE de 2019³, montrent que les taux des ENRi dans le mix (en production kWh) ne devraient pas dépasser 10 à 15% pour éviter des coûts de systèmes trop élevés. Ceux-ci augmentent ensuite de façon quasi-exponentielle avec un taux d'introduction supérieur, ce qui conduira à exporter et limiter la production nucléaire de la France, bien au-delà de ce que serait sans cela son optimum économique et environnemental, tel qu'établi et convenu, y compris au titre des règles de l'Union.

L'option de développement intensif de capacités éoliennes, selon le modèle Energiewende, pourtant inadapté au contexte français, sur lequel RTE se base, ne peut conduire qu'à accentuer cette incertitude, à savoir le risque de désoptimisation défavorable à la France, jusqu'à conduire à des black out.

Ceci est d'autant plus préoccupant que ces effets pervers seront amenés à se cumuler, du fait de la duplication dans les pays voisins de l'UE de ce modèle promu d'Energiewende.

6. Conséquence directe du manque de transparence sur les surcoûts du système imputables aux ENRi: ces externalités, pourtant indispensables, ne sont pas intégrées dans l'étude de la « least cost study » préalable à l'élaboration du mix de la PPE3 = sélection des moyens de production du mix électrique de la PPE3, selon le critère d'empilement sur la base du moindre coût total (externalités comprises). A noter que les coûts probabilisés de défaillance / black out devraient aussi être pris en compte, à la charge des moyens intermittents.

7. Un système de flexibilité irréaliste dont les coûts ne sont pas présentés. Un effort qui sera principalement porté par la demande, la restriction de fourniture aux consommateurs. Son alternative, des importations carbonées, en l'absence de TAC / CCGT en France, hypothèque la souveraineté de notre mix.

La production éolienne n'étant pas garantie quand on en a besoin, les nouvelles utilisations transférées vers l'électricité (au-delà de la capacité pilotable), mais avec elles tout le système électrique, seront mises en péril en absence de vent (situation fréquente durant les périodes de froid des longs anticyclones d'hiver).

Les nations voisines confrontées au même problème (Allemagne, Royaume Uni...) accompagnent le développement de l'éolien d'un développement de centrales à gaz (souvent au GNL, qui présente une bien mauvaise empreinte carbone), appelées à suppléer aux « trous de l'intermittence » [Ndlr env. 70% de complément du facteur de charge...] (Premier ministre britannique Rishi Sunak, 12 mars : « *Nous devons atteindre nos objectifs d'une manière qui ne laisse pas les gens sans énergie par une journée nuageuse et sans vent* »).

RTE n'en fait rien, en misant soit sur des outils de flexibilité : multiplication de batteries et principalement gestion de la demande, soit sur des importations, alors carbonées (en l'absence de vent, le foisonnement du

³ https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_15000/the-costs-of-decarbonisation-system-costs-with-high-shares-of-nuclear-and-renewables?details=true

vent étant faible sur la zone géographique⁴), **hypothéquant alors notre souveraineté énergétique.**

A ce jour, les outils de flexibilité imaginés manquent par trop de réalisme ou de faisabilité à grande échelle pour constituer des hypothèses solides de prévision.

La gestion de la demande par un régime de restrictions étendu à la clientèle domestique présente un pari d'acceptabilité sociale très aventureux. La levée de boucliers contre l'idée d'une utilisation des compteurs Linky pour une restriction autoritaire de la demande doit faire réfléchir.

Cette stratégie de gestion de l'intermittente du RTE, essentiellement basée soit sur la restriction de la demande, soit sur des importations aux dépens de notre souveraineté énergétique consacrée par les Traités européens, nous apparaît être une orientation du RTE particulièrement fragile et porteuse de risques nationaux.

8. Une situation d'exploitation du système qui ne répond pas aux objectifs de décarbonation en France, mais qui fait porter aux français des coûts pharaoniques, dans un contexte budgétaire national fragile. Une situation qui pénalise l'optimum technique et économique de l'outil nucléaire français et organise un transfert de richesse économique vers des pays voisins :

Le développement planifié des ENRi devenant monumental (production de 169 à 260 TWh en 2035, pour 72 TWh réalisés en 2023), devant une production fossile qu'il n'est pas prévu d'augmenter, cette électricité ENRi, présente seulement en périodes ventées / ensoleillées, devra trouver alors un débouché autre que la décarbonation du mix national, déjà largement assurée.

Deux utilisations s'offriront : continuer d'être exportée, comme démontré par le RTE dans son Bilan sur l'année 2019, pour se substituer aux centrales fossiles des pays voisins, ou bien remplacer de la production pilotable nucléaire (ou hydraulique).

Or la possibilité d'exportation n'est pas garantie et pourrait même être plafonnée à cet horizon, les autres pays ayant aussi de vastes programmes de centrales ENRi pouvant suffire à leurs besoins ; en outre, les possibilités de transit aux interconnexions de ces énormes flux resteront limitées à cause de courants de bouclage, malgré les renforcements de réseaux programmés

Dans ce dernier cas, **les ENRi s'imposeront sur le réseau français en substitution à de la production nucléaire déjà décarbonée⁵** (à moins de les arrêter).

Rappelons que dès maintenant, à mesure que la puissance ENRi installée continue de croître, apparaissent de plus en plus souvent, en périodes de faible demande (fins de semaine), des épisodes de surproduction d'électricité renouvelable (périodes ventées et/ou ensoleillées), avec prix spot faibles, voire négatifs. Il n'y a plus place alors pour l'exportation, les pays voisins se trouvant dans la même situation ; des réacteurs nucléaires sont mis alors à l'arrêt pour rétablir l'équilibre offre-demande (ex du week-end des 13-14 avril 2024), affectant leur vieillissement et leur rentabilité. La situation est alors absurde, **le nouveau et coûteux investissement éolien décarboné se substituant à celui du nucléaire existant et partiellement amorti, lui aussi déjà décarboné.** L'arrêt prioritaire des sources intermittentes excédentaires irait de soi... si la réglementation se décidait à évoluer.

En résumé, depuis une décennie, les éoliennes industrielles écoulent ainsi leur production décarbonée à vil prix vers des pays voisins, dont l'Allemagne, laissant nuisances, subventions et surcoûts (dont de réseau) à la charge des Français, sans aucune utilité pour le système électrique national et pour son impact CO2. Ceci constitue un transfert de richesse économique à l'étranger.

L'Allemagne et les pays voisins ayant contribué, pour des raisons qui les concernent, à leur situation présente (arrêt du nucléaire), aucune obligation de solidarité ne devrait être imposée à la France, souveraine pour sa politique énergétique (sur la base des Traités Européens), notamment aucun engagement en matière de

⁴ https://cereme.fr/wp-content/uploads/2021/06/Cereme_fiche-pedagogique-3_eolien-et-foisonnement.pdf

⁵ Le facteur d'émission propre au nucléaire (4 g / kWh), étant 3 à 4 fois inférieur à celui de l'éolien (15 à 18 g pour l'offshore) et bien plus à celui du solaire (43 g)

surinvestissement en sources éoliennes intermittentes, inutiles pour elles-mêmes et conduisant à la dégradation de l'optimisation de notre parc nucléaire et de notre mix, constitutifs d'une spoliation de notre outil économique.

En conclusion :

Le projet de budget décennal de 100 milliards d'Euro présenté par RTE, pour accompagner un scénario portant les moyens intermittents aléatoires à 150 GW (par rapport à 100 GW de pilotable), nous apparaît partisan, hasardeux et ruineux, sans solution assez crédible pour gérer l'intermittence et les risques de défaillance.

Ce projet de budget pharaonique entrainera une explosion injustifiée des prix de l'électricité, selon un processus de décisionnel qui ne nous apparaît ni conforme au droit ni à l'intérêt national.