

Association Initiatives pour le Climat et l'Energie

**Président Jacques Maillard
21 A chemin des épinettes, 17670 La Couarde sur Mer**

Le 17 mars 2024

Mémoire en intervention concernant le Projet Oléron en soutien des collectivités locales et territoriales, opposées au Projet de parc éolien en mer au large de l'île d'Oléron

**En soutien à la
Requête 470420, recours en annulation contre le lancement de la procédure d'appel d'offre concernant le projet de parc éolien en mer Sud-Atlantique et son raccordement, déposée par la commune de Saint Pierre d'Oléron.**

Contre

1°) Le premier Ministre

2°) Le Ministre de la transition énergétique

3°) le Ministre de la transition écologique et de la cohésion des territoires

A Mesdames et Messieurs le Président et les Membres du Conseil d'Etat

1) Intérêt à agir de l'association « Initiatives pour le climat et l'énergie »

L'association « Initiatives pour le climat et l'énergie » a intérêt à agir car ses statuts (PJ1) lui donnent pour objectif la défense du climat et de la souveraineté industrielle et énergétique.

L'ampleur du projet, comme l'ont d'ailleurs maintes fois annoncé les ministres compétents, en fait une installation à but national, qui menace donc cette double souveraineté comme nous le démontrerons dans la suite du mémoire. Cette installation est aussi nuisible pour le climat.

Notre bureau (PJ2) se prononce pour cette intervention contre l'Etat et du côté des associations et collectivités attaquantes, pour la suspension et l'annulation de la décision de construction de ce parc éolien.

2) Demandes et recours gracieux

Nous avons fait un recours gracieux à ces autorités, demandant annulation et suspension des décisions de construction de ces installations (PJ3). Nous avons par la suite introduit une demande à la CADA (PJ4), qui a donné un avis favorable (PJ5) à la communication de certaines pièces, dont les textes de l'Union Européenne obligeant la France à couvrir son territoire et son domaine maritime de ces parcs éoliens. Suite à ce recours à la CADA, les ministères de la transition écologique et de la cohésion des territoires nous ont répondu par un courrier électronique (PJ6). Dans ce courrier un certain nombre d'éléments étaient donnés, dont la directive UE 2018/2001 (PJ7) et le règlement UE 2021/1119 de l'Union Européenne. (PJ8)

Dans ce courrier électronique, l'Etat affirme que nulle « simulation des profils de puissances de l'électricité produite par ces parcs pour un mois d'hiver et un mois d'été, au pas d'un temps d'une demi-heure et si possible d'un quart d'heure » n'existait, en dépit du lancement de ces parcs sur la façade maritime. Comme nous le démontrons dans la suite de ce mémoire, il s'agit de la question primordiale pour la démonstration de leur utilité ou leur nocivité en matière de réduction ou d'augmentation des émissions de gaz à effet de serre.

Nous avons fait une contribution au débat public sur le parc éolien de nouvelle Aquitaine (PJ9), Nous avons dû d'ailleurs faire un recours gracieux (PJ10) pour qu'il soit publié, trois semaines après son envoi, sur le site (Cahier d'acteurs N°9). Nous vous adressons la version envoyée (après une légère correction) car celle finalement publiée sur le site quelques jours avant la fin du débat, avait une mise en page la rendant illisible dans un chapitre.

Nous avons fait un second recours gracieux le 24 septembre septembre 2022 contre la décision de lancer l'appel d'offres (PJ11). La commune de Saint Pierre d'Oléron a elle aussi fait un recours gracieux le 8 septembre 2022 pour demander l'annulation de la décision de lancer la procédure d'appel d'offres. L'UE impose aux Etats 32% de production d'énergie renouvelable (PJ7, article 8 de la directive 2018/2001).

Nous avons invoqué dans nos recours et demandes que l'Etat ne peut se prévaloir de la hiérarchie des normes, obligeant l'Etat à construire ces parcs, car l'UE et la France étant chacune signataires du traité de Paris, ces deux entités doivent le respecter. Or comme nous le démontrons, ces parcs ont pour conséquence d'imposer une production pilotable à base de combustibles fossiles, au détriment de notre parc électronucléaire et hydraulique, pilotable et décarboné. En provoquant une augmentation des émissions de CO₂, ils font violer par la France le traité de Paris. De surcroît, cette promotion des « ENR » par tous les moyens, juridiques, financiers, environnementaux (les dérogations

aux codes de l'environnement sont multiples) est donc une subvention directe et indirecte massive à une source d'énergie qui, en France, accroîtra le recours aux énergies carbonées comme nous le démontrons dans notre mémoire. Et ceci viole donc l'article 29 du règlement susmentionné. (PJ8)

En nous imposant de telles installations, accompagnées nécessairement de centrales électriques thermiques, l'UE viole non seulement le traité de Paris mais aussi les traités fondateurs de l'UE, car ces derniers inscrivent le principe de subsidiarité, qui implique que l'Union Européenne ne peut intervenir que si, et dans la mesure où, l'objectif d'une action envisagée ne peut pas être atteinte de manière suffisante par les pays de l'Union Européenne, mais peut l'être mieux au niveau de l'Union Européenne. Ce n'est manifestement pas le cas ici puisque la France dispose déjà d'une électricité décarbonée à l'inverse de pratiquement tous ses pays voisins.

De plus, le principe de libre concurrence non faussée est aussi violé par les nombreux soutiens, directs ou indirects, financiers et juridiques, qui permettent à une source d'énergie plus chère, plus carbonée, nécessitant d'immenses investissements et des dérogations multiples aux codes et règlements sur l'environnement, d'être mises en place.

Le refus implicite d'annulation de la décision du 27 juillet 2022 de la part de la ministre concernée, sur le lancement de la procédure d'appel d'offre pour « projet de parc éolien en mer de Sud-Atlantique », publiée au JORF le 29 juillet 2022, et qui a fait l'objet de recours gracieux, notamment de nous-mêmes et du Comité régional des pêches, est donc la décision dont nous demandons l'annulation, en faisant cette intervention en soutien à la Commune de Saint Pierre d'Oléron.

3) Démonstration de la nocivité de ces parcs en matière d'émission de gaz à effet de serre

3.1) Etat des lieux : la puissance appelée en instantanée de la demande en électricité varie sur l'année dans un rapport de 1 à 3 au maximum, contraintes sur la production et la consommation

La demande en électricité en France (Figure 1) a baissé ces dernières années, à partir du début des années 2010. La demande en 2023 est descendue à celle de 2003, soit 20 ans en arrière.

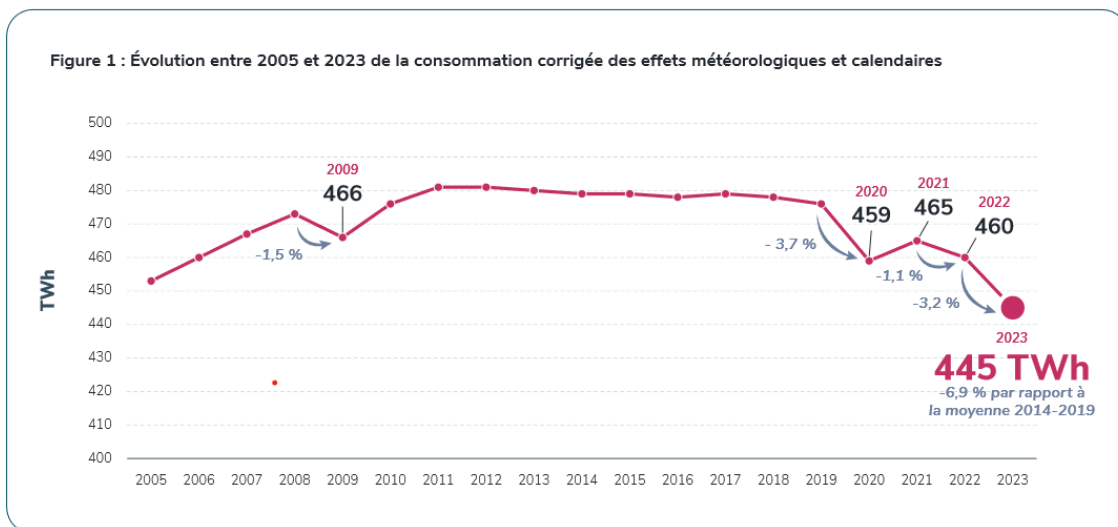


Figure 1 : Evolution de consommation France corrigée des variations saisonnières, figure issue du bilan 2023 de RTE

Les perspectives de reprise de la demande sont notamment dépendantes de l'impact potentiel de l'effet climatique, des mesures légitimes déployées pour faire de l'efficacité énergétique notamment dans les logements et les locaux tertiaires, des mesures prises pour développer la mobilité électrique, et des besoins de l'industrie, notamment induits par des relocalisations en France et par la montée des besoins en hydrogène.

Contraintes : Une spécificité de l'électricité est que l'acheminement dans les réseaux d'électricité se fait à la vitesse de la lumière et qu'il convient à chaque instant d'équilibrer la demande en électricité et la production d'électricité sous

peine de délestage et même de *blackout* (perte généralisée du réseau d'électricité). D'où l'importance de la disponibilité d'une production pilotable, et si possible décarbonée, d'électricité.

La demande instantanée varie en France sur une journée (Figure 2) en puissance appelée de l'ordre de 30%, et en moyenne de 10 % d'un mois sur l'autre et de un à deux voire trois au maximum en inter-saisonnier, entre l'été et l'hiver (Figure 3). La demande minimale en 2023 a été de 28 530 MW et la demande maximale de 83 781 MW, soit un rapport entre les deux légèrement inférieur à trois.

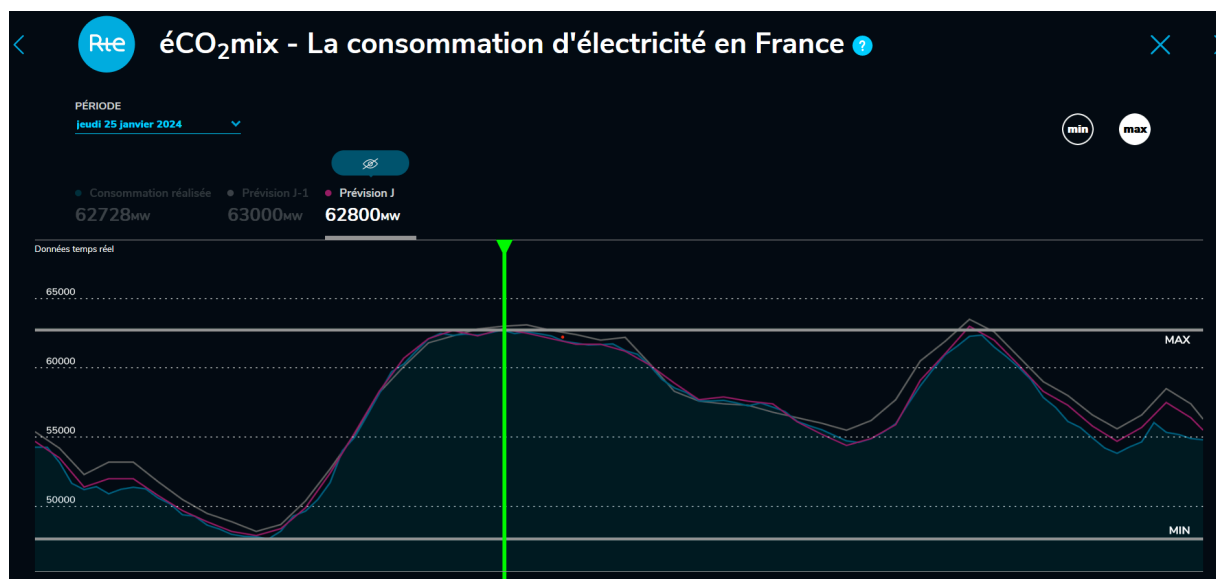


Figure 2 : Variation de la demande en électricité France entre 48000 MW et 63 000 MW le jeudi 25 janvier 2024 – source RTE

Consommation corrigée des aléas climatiques et des effets calendaires, valeurs moyennes hebdomadaires sur les jours ouvrés

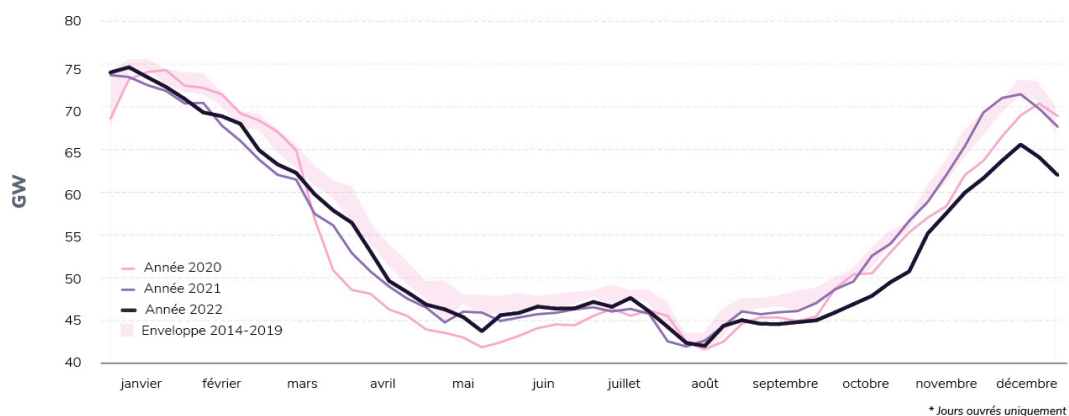


Figure 3 : consommation corrigée des aléas climatiques et des effets calendaires, valeurs moyennes hebdomadaires sur les jours ouvrés

3.2) La réponse à cette demande se fait de façon mutualisée en bénéficiant de l'interconnexion électrique

L'interconnexion des réseaux d'électricité permet de mutualiser cet équilibre entre la demande et la production, et de bénéficier de la solidarité entre pays voisins.

Cette interconnexion s'est développée en France entre les deux grandes guerres mondiales du 20ème siècle, en Europe dès les années 60. Elle dépasse à présent le seul espace géographique européen en se connectant de manière synchrone avec les pays du Maghreb au Sud, et avec l'Ukraine et la Turquie à l'Est (Figure 4). Ainsi la fréquence de 50 HZ du réseau interconnecté est la même de Tunis à Athènes et à Istanbul. Techniquement, elle pourrait encore être élargie sous réserves que les conditions géopolitiques puissent être réunies.

A noter que cette interconnexion des réseaux électriques permet par solidarité de lisser les effets de pointe dans l'équilibre demande/consommation, en faisant bénéficier des décalages entre les fuseaux horaires sur plusieurs milliers de km, et entre les pays du Nord et du Sud, avec le décalage des pointes qui ont lieu plutôt l'hiver dans le Nord (cas de la France jusqu'à présent) et l'été dans le Sud (cas de la Grèce par exemple). Mais elle entraîne, du fait des grandes distances, des pertes accrues d'électricité.



Figure 4 : Interconnexions électriques dans l'espace euro-méditerranéen – source ENTSOE

3.3) La France dispose aujourd'hui d'une électricité bas carbone et compétitive dont la continuité d'alimentation est fondamentale

La continuité de l'alimentation en électricité revêt un enjeu majeur d'intérêt général sur le plan social et économique. Dans la perspective du maintien de la souveraineté, en premier lieu au niveau de la France et donc d'une capacité exportatrice nette en électricité préservée sur le long terme, il convient d'examiner comment la production en électricité peut être en situation de répondre à la demande France, en évitant tout risque de *blackout* (perte généralisée du réseau électrique)¹ qui pourrait résulter d'un déséquilibre entre la demande et la production.

La France dispose déjà d'une électricité bas carbone (Figure 5: carte mondiale des émissions de CO₂eq par la production d'électricité)

¹ Déjà survenu en France le 19 décembre 1978, en Italie le 28 septembre 2003, Turquie 31 mars 2015, partiel au partiel en Europe de l'Ouest le 4 novembre 2006 et au Brésil le 15 août 2023.

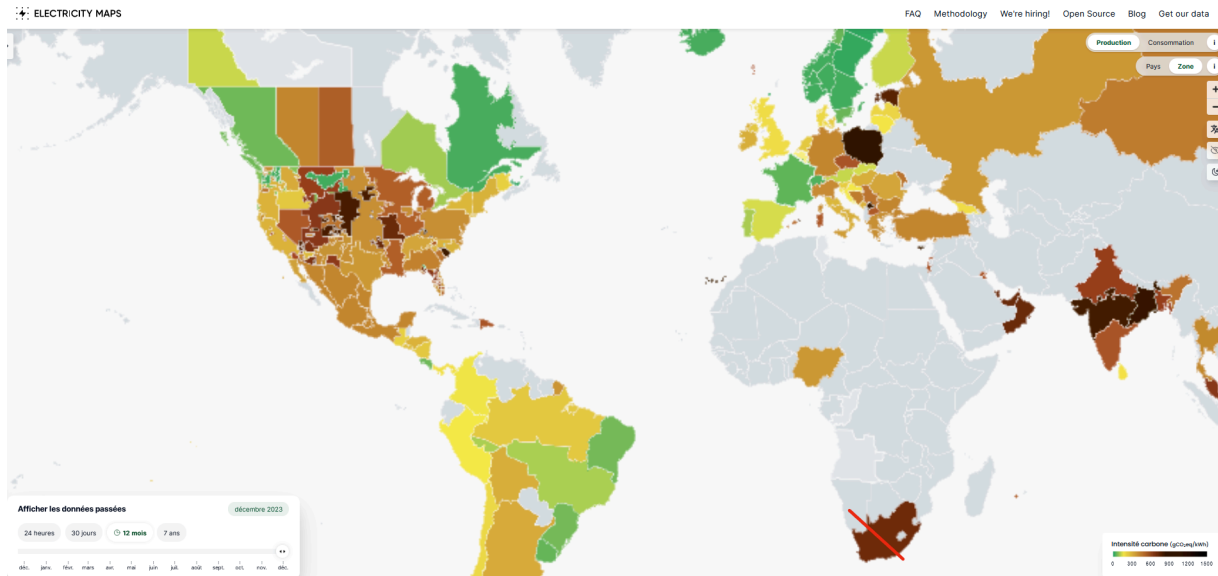


Figure 5 : Emissions sur les douze derniers mois de gaz à effet de serre en fonction de la production d'électricité le 29 janvier 2024 suivant source
<https://app.electricitymaps.com/map>

Ainsi la France, sur les douze derniers mois, suivant cette cartographie, a émis en moyenne au 29 janvier 2024 sur les douze derniers mois, 43 g d'équivalent gaz carbonique par kWh produit quand, dans le même temps, le Danemark en a émis 193 , les Pays Bas 233 et l'Allemagne 415 g .

Il convient de noter à ce stade que l'enjeu de préserver une capacité pilotable décarbonée pour la France concerne en premier lieu la France, comme indiqué plus haut, mais également les pays voisins dans la mesure où, ces derniers ne bénéficiant pas encore à ce stade d'une électricité décarbonée au même niveau que la France, une balance importatrice nette de la France, comme cela a été le cas de manière conjoncturelle en 2022, conduirait à renforcer les émissions de gaz carbonique de la France et de l'ensemble des pays européens.

Les ouvrages hydrauliques de retenues d'eau, les barrages, et les stations de pompage hydraulique, constituent des sources pilotables décarbonées (6g de CO₂ par kWh).

Le parc nucléaire français, pensé dès sa conception pour répondre au suivi de la demande en électricité quotidienne et inter quotidienne telle que décrite ci-dessus, constitue une source pilotable essentielle et décarbonée (actuellement 4 g de CO₂ par kWh).

Ces deux parcs, hydraulique et nucléaire de la France permettent de fournir à notre pays une électricité souveraine, compétitive. Après une année 2022

marquée par un aléa industriel sur le parc nucléaire (phénomène de corrosion sous tension apparu sur les réacteurs les plus récents) et une faible hydraulité, la France, importatrice en 2022, est redevenue exportatrice nette en électricité en 2023, comme elle l'a été durant quarante années avant 2022. Ces deux parcs, hydraulique et nucléaire, permettent de constituer une base fondamentale pilotable pour une électrification décarbonée de l'économie nationale à moyen et long terme, dans un contexte de reprise modérée de la demande en électricité telle que décrite ci-dessus, et sous réserves de leur entretien et de leur renouvellement en temps utile, dans le strict respect des enjeux de sûreté hydraulique et nucléaire qu'impliquent ces deux formes d'énergie.

3.4) Des difficultés induites par le développement massif de l'intermittence de la production éolienne et photovoltaïque

Les sources d'électricité photovoltaïque (55 g de CO₂ par kWh) et éolienne (14 g de CO₂ par kWh) fournissent des puissances électriques également relativement décarbonées (mais largement plus émettrices que le nucléaire, 3 à 10 fois plus). Toutefois leur puissance varie considérablement, très rapidement et de façon non pilotable (non contrôlable) si ce n'est dans l'arrêt de la production, à l'opposé des sources pilotables décarbonées d'électricité, nucléaires et hydrauliques (Figure 6).

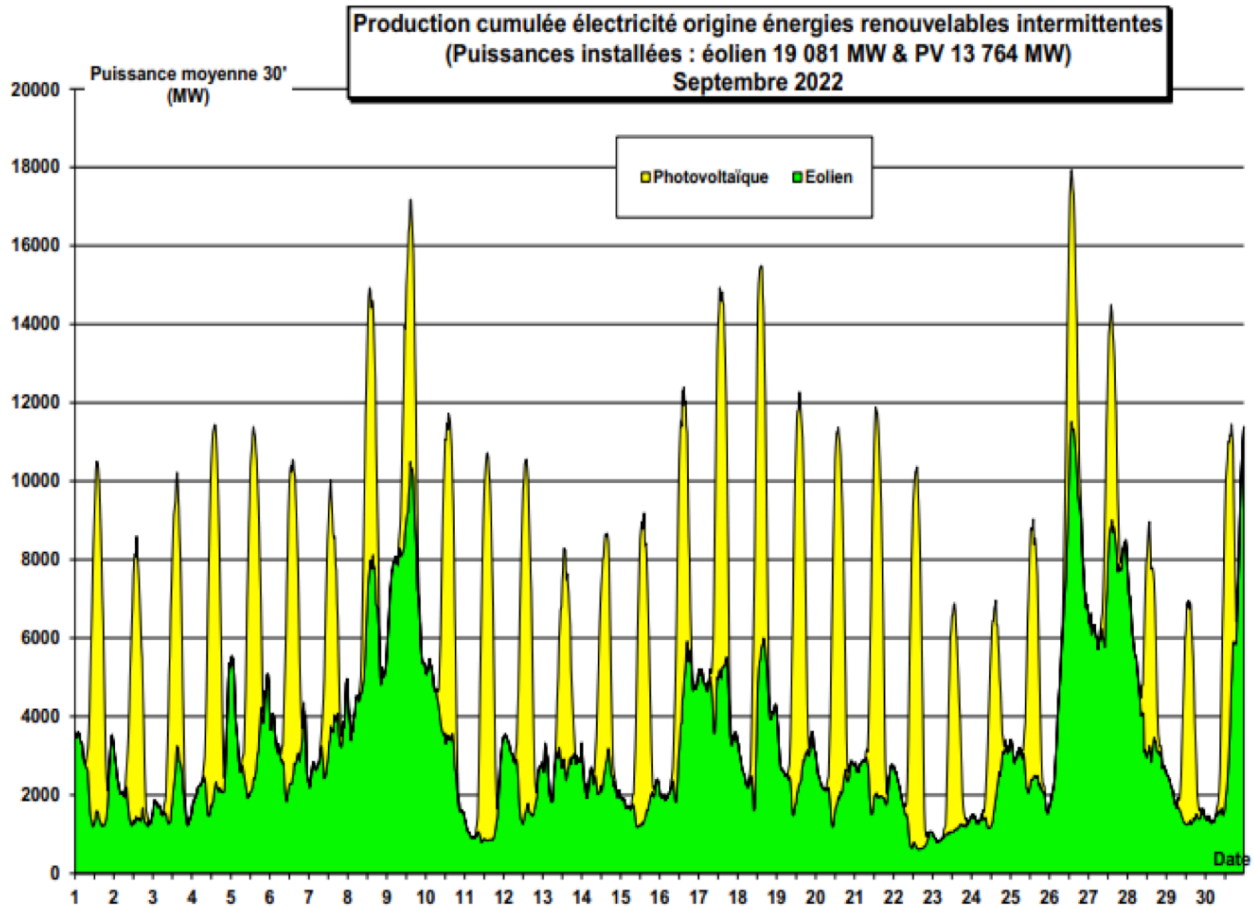


Figure 6 : Productions cumulées d'électricité d'origine « renouvelables » intermittentes

Source : <http://www.eolien-oleron.fr/wp-content/uploads/2023/04/Leolien-en-France-une-monumentale-erreur.pdf>

Ce phénomène, que l'on appelle intermittence, rend impossible l'utilisation directe de ces électricités par les consommateurs et appelle en conséquence des moyens pilotables complémentaires de ceux déjà mis en œuvre pour répondre aux variations de la demande en électricité.

Le développement de ces productions intermittentes peut être qualifié de massif lorsque les moyens pilotables disponibles pour répondre aux variations de la demande en électricité ne suffisent plus pour compenser cette intermittence de production d'électricité, et qu'il faut faire appel à des mesures ou des dispositions complémentaires, au niveau de la demande, de la production, ou du stockage de l'électricité produite.

Ces productions intermittentes représentent déjà près de 30 % de la puissance électrique installée sur l'ensemble du territoire français (solaire 17 620 MW, soit

12% de la puissance installée, et éolien 23059 MW, 16 % à fin octobre 2023, - source RTE).

Les ouvrages hydrauliques et les réacteurs nucléaires sont conçus en France pour répondre aux variations de la demande en électricité (Figure 7) sur l'ensemble du territoire français dans un facteur limité de 1 à 3 tout au long de l'année, comme il est mentionné plus haut. En revanche, ils ne peuvent plus suffire pour compenser une variation de production en puissance qui peut aller sur un mois de 1 à 100. Or, c'est dans cette proportion qu'a évolué la production éolienne en France, en janvier 2022, en plein hiver, avec, en plus des sollicitations très variables sur des intervalles de temps extrêmement réduits (Figure 8).

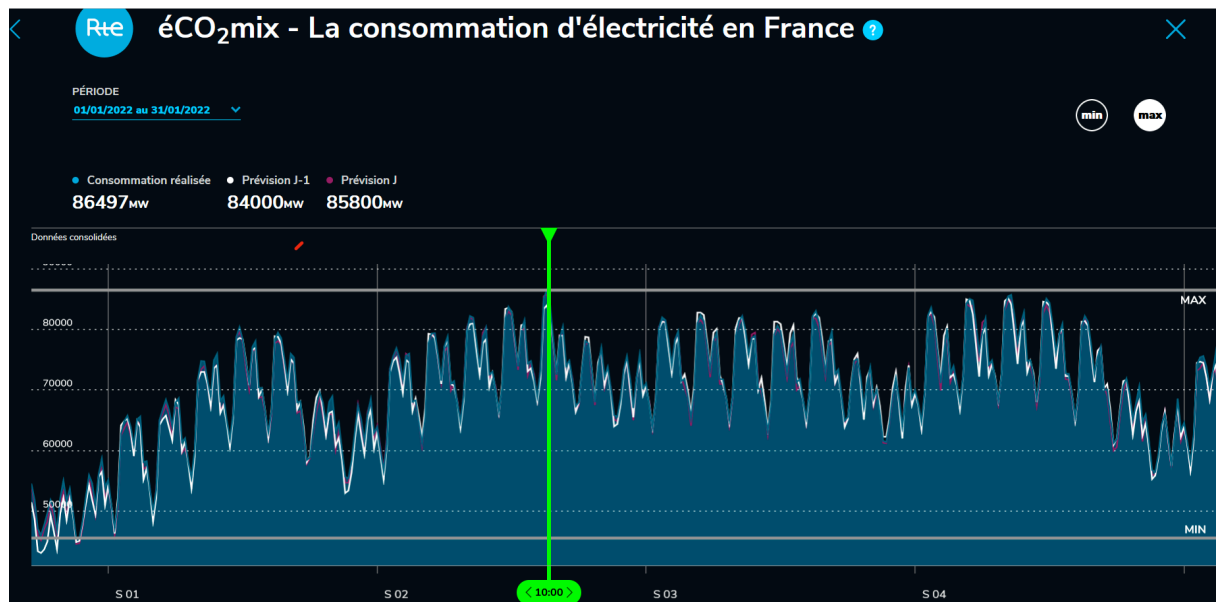


Figure 7 : Demande en électricité France, variation prévisible limitée à moins de 1 à 2 sur un mois, entre 45 564 MW et 86 497 MW en janvier 2022 source RTE

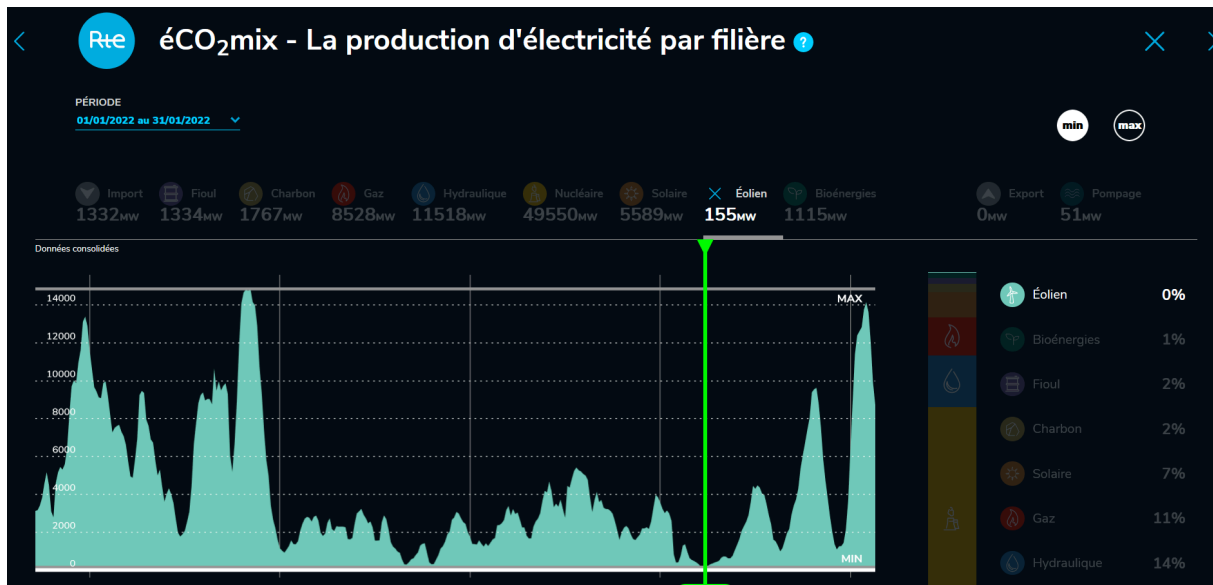


Figure 8 : Production éolienne France aléatoire de 1 à 100 sur un mois, entre 152 MW et 14848 MW en janvier 2022 source RTE

Une telle intermittence aléatoire sur la puissance de 1 à 100 sur un mois demeure relativement gérable lorsqu'elle intervient sur une valeur de puissance maximale limitée par rapport à la demande. En revanche, lorsque la puissance installée représente un facteur significatif par rapport à la demande, ce qui commence à être le cas en France avec une puissance installée des capacités de productions intermittentes, solaire et éolienne, de 30 % de la capacité installée, cette intermittence, dont le déploiement peut être qualifié de massif, pose alors une problématique de sécurité d'approvisionnement qui ne peut plus être ignorée.

Le foisonnement des productions éoliennes en diverses régions, avec des vents différents, pourrait-il constituer une parade à cette intermittence ? Ces données de janvier 2022 mettent déjà en évidence que le foisonnement à l'échelle de la France ne peut pas constituer la seule réponse suffisante à la problématique majeure de cette intermittence pour la sécurité d'approvisionnement. Le foisonnement à l'échelle de l'Europe n'apporte pas une réponse plus déterminante ni suffisante car les situations notamment anticycloniques sans vent peuvent durer plusieurs jours et couvrir plusieurs pays à la fois. Et les données sur l'inertie et le comportement du système éolien dans le système électrique sont des éléments qui sont également partagés à l'échelle de l'Europe.

Les nouvelles données issues du retour d'expérience en exploitation de l'éolien terrestre comme maritime, en France comme en Europe sont en effet des données complémentaires, probablement sous-estimées au départ, et qui ne peuvent plus être ignorées dans leurs conséquences potentielles ou d'ores et déjà

avérées, notamment sur la sécurité d’approvisionnement en électricité et sur les émissions de gaz à effet de serre.

3.5) De l’augmentation massive des émissions de CO₂ que provoquent, en France, indirectement, ces productions intermittentes

Nous avons donc demandé aux ministres, lors de notre premier recours gracieux, les évaluations, les simulations concernant les variations de puissance, par pas de 15 minutes, concernant le parc prévu de Nouvelle Aquitaine.

Il nous avait été à l’époque communiqué que de telles simulations n’existaient pas, et pourtant, comme nous allons l’expliquer, ces variations sont à la base de l’efficacité de la réduction de gaz à effet de serre par ces installations. Il était donc peu probable que de telles simulations n’aient pas été faites, ou sinon, il s’agissait alors d’une imprévoyance majeure de la puissance publique.

Nous avons, pour notre part, obtenu un certain nombre d’éléments qui permettent d’en évaluer les variations à partir des expériences des autres parcs déjà construits, en France et à l’étranger. En effet, comme ces variations imposent des infrastructures et des installations, elles ont une incidence et un coût importants en matière d’environnement.

Remarquons que l’Etat lance donc la construction de ces installations sans cette élémentaire prospective, sans en évaluer la nocivité potentielle ni les risques associés.

Voici (Figure 9) la production des éoliennes de l’offshore danois en 2021 qui illustre les variations des puissances à compenser sur des échelles de temps très réduites.

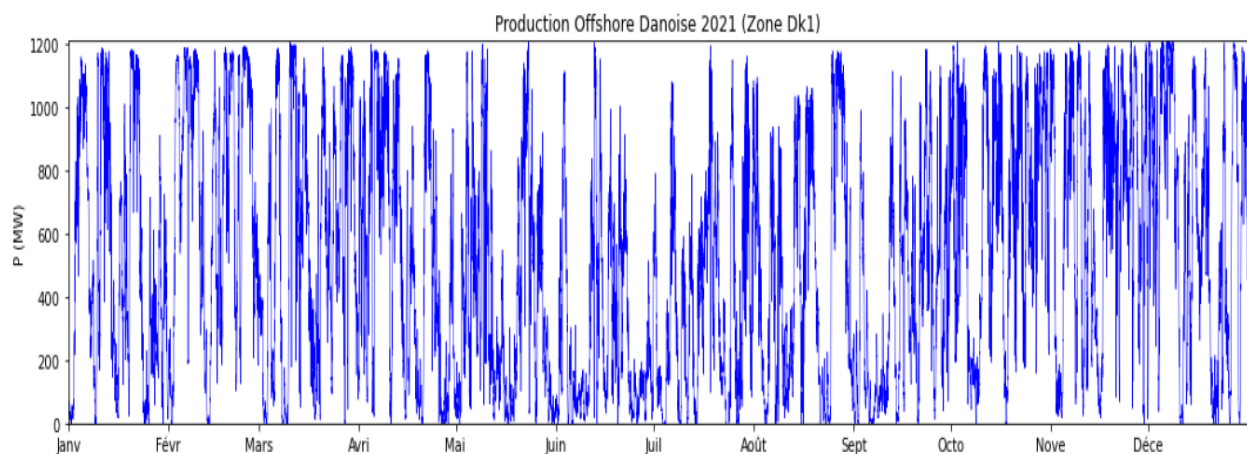


Figure 9 : Production Offshore Danoise 2021 (Zone Dk1)

Le pas de temps est de 5 minutes. Puissance nominale totale : 1,210 GW facteur de charge 43 %. Puissance minimale (puissance garantie) 0, puissance maximale 1,209 GW. La Zone DK1 désigne le réseau électrique situé à l'Ouest de la Grande Ceinture, le plus large des trois détroits menant de la Mer Baltique à la Mer du Nord. Les éoliennes en mer qui s'y trouvent sont donc situées en Mer du Nord et à l'extrême Ouest de la Mer Baltique.

Pour bien montrer l'ampleur de ces fluctuations, il est utile de zoomer sur un intervalle de quelques heures, avec les puissances par pas de 5 minutes du tableau ci-dessous (en abscisse, 10 pas de 5mn, puis chaque ligne en ordonnée 55 mn):

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	81,49	82,58	81,23	82,43	81,45	82,55	80,69	81,19	83,42	77,32	77,09
1	76,53	78,05	79,16	78,67	83,60	83,02	78,26	75,99	72,41	70,78	69,01
2	75,10	73,54	71,56	68,10	65,85	62,08	56,54	52,15	53,09	55,08	59,78
3	65,61	62,96	61,21	57,24	53,53	55,32	55,40	56,31	55,02	53,99	49,14
4	43,72	43,35	41,00	44,72	42,58	39,16	38,51	36,75	33,32	32,25	31,10
5	28,88	30,35	30,89	32,35	31,90	33,11	29,22	26,39	25,55	25,30	24,72
6	31,47	33,45	37,00	37,80	39,83	38,09	38,50	40,88	42,97	45,02	45,55
7	41,42	37,92	35,63	33,82	32,59	34,38	34,10	34,24	33,97	33,69	33,28
8	40,47	42,85	45,13	50,20	49,51	51,16	52,80	53,48	53,86	54,12	53,28
9	55,15	58,16	59,93	61,89	64,90	66,34	62,80	62,72	61,11	62,65	61,81
10	55,74	54,07	55,18	53,95	53,42	53,11	51,98	50,89	48,05	43,35	38,37
11	33,28	32,62	31,67	30,20	28,19	26,98	23,92	21,80	19,91	19,60	19,13
12	17,92	17,76	17,79	19,31	18,01	18,30	20,52	20,15	19,32	18,23	18,48
13	18,94	20,70	23,40	27,45	26,05	26,97	26,71	24,04	22,61	21,51	18,43
14	16,54	15,61	14,24	13,04	13,89	14,36	12,11	10,01	11,01	13,15	13,82
15	18,05	18,88	19,42	19,82	20,45	19,18	16,87	16,72	14,70	14,82	14,07
16	13,88	14,21	15,42	16,28	17,69	17,69	21,37	24,02	25,64	26,69	27,45
17	28,89	31,91	33,08	35,51	38,10	37,81	35,41	34,20	30,59	22,89	20,27
18	22,86	25,42	26,30	25,98	25,84	25,81	24,73	26,79	27,47	26,12	25,38
19	18,67	16,23	13,26	12,86	10,81	10,45	10,72	13,06	12,52	10,05	7,49
20	4,80	4,02	3,22	2,35	2,83	3,65	3,47	2,58	0,99	0,31	1,33
21	2,40	2,07	3,06	1,89	0,70	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	1,59	2,97	6,58	6,32	5,97	7,23	9,74	10,50
23	14,58	16,00	21,03	22,92	23,39	25,30	26,05	24,64	23,47	23,45	24,17
24	21,20	19,38	14,90	11,71	6,92	2,25	1,60	0,56	0,38	0,00	0,00
25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	0,00	0,00	1,83	4,14	6,68	8,15	9,80	10,30	8,74	10,06	9,84
27	11,45	12,36	13,30	15,61	18,46	20,94	23,56	24,69	27,07	27,44	29,17

28	29,07	30,53	31,24	33,09	35,02	36,76	40,17	45,28	52,09	55,66	57,75
29	58,71	56,03	53,81	50,15	46,00	48,94	48,92	52,07	50,41	45,18	40,17
30	30,37	26,29	22,93	20,55	18,70	19,01	20,28	20,02	21,48	24,57	25,57
31	29,22	29,40	27,99	28,61	31,14	34,62	36,64	35,35	33,55	29,76	27,32
32	26,42	27,90	27,16	27,15	31,29	35,91	37,85	35,53	33,20	32,44	30,68

En 5 minutes la puissance peut varier de quelques pour cent à 10% de la puissance maximale.

La production des parcs éoliens récemment mis en service en France (à la décharge du gouvernement postérieurement à notre lettre à la CADA) montrent exactement le même phénomène. Voici (Figure 10) l’intermittence du parc de Saint Nazaire :

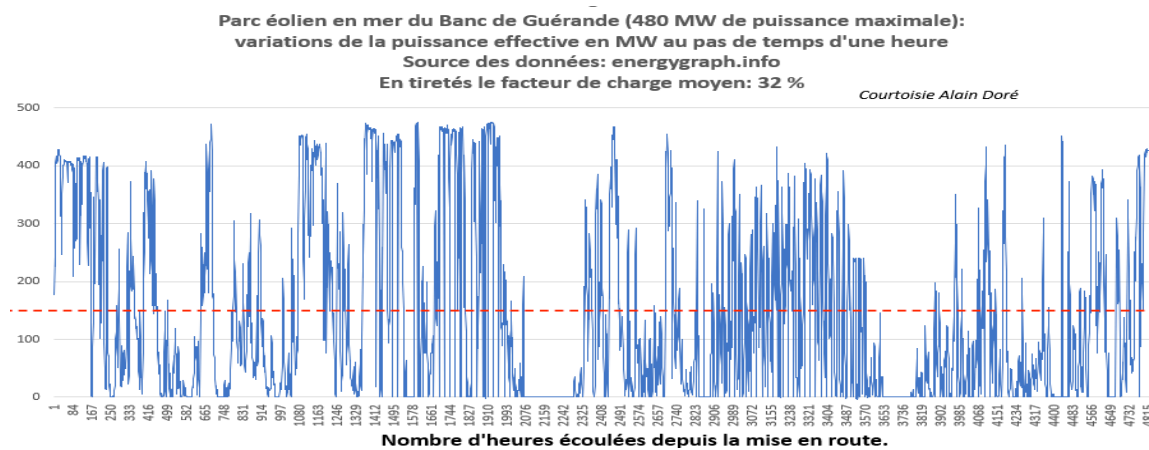


Figure 10 : Puissance effective du parc de Saint Nazaire dit du banc de Guérande, au pas de temps d'une heure

En quelques minutes seulement, la puissance effective fournie par les énergies renouvelables peut donc varier de dix ou vingt pour cent, et l'étant de manière aléatoire, elle ne coïncide jamais avec la puissance appelée. Elle doit donc être constamment compensée au même rythme par des fonctions pilotables complémentaires pour préserver la continuité de l'alimentation en électricité.

A noter que l'impact de telles variations de puissance éolienne sont propres à la conception et à l'inertie du système éolien de production d'électricité au sein du système électrique. Ces fluctuations dues au vent sont beaucoup moins pénalisantes pour la propulsion à voile pour laquelle les variations de vent dans les voiles sont compensées par une inertie dans le déplacement du navire à l'interface du milieu air/eau. Ce qui n'enlève pas la nécessité de devoir faire face là aussi à des situations de pannes de vent ou à de fortes tempêtes...

De plus les dispositifs légaux ou réglementaires mis en place impliquent la priorité (en plus des larges subventions et des dérogations multiples aux codes de l'urbanisme et de l'environnement) de l'électricité d'origine éolienne ou solaire dans la distribution au réseau, au détriment de celle d'origine nucléaire ou hydraulique. Cette priorité conduit à faciliter les financements disponibles sur ce type d'investissements qui bénéficient alors ainsi d'une régulation hyper favorable au mépris des risques pris pour la sécurité d'approvisionnement ou pour la lutte contre le risque climatique.

La priorité donnée à l'éolien (en dehors des importantes subventions directes ou indirectes) lors de la production d'électricité implique alors qu'il faut, compenser ces variations de production intermittente, tout en continuant de maintenir la nécessaire continuité d'alimentation en électricité. Il faut donc baisser, arrêter ou relancer très brutalement (dans les quelques minutes correspondant à ces variations de puissance éolienne particulièrement), les sources pilotables d'électricité, avec des sollicitations très largement supérieures aux variations de la demande en électricité.

Ces dispositions législatives ou réglementaires sur la priorité donnée aux moyens intermittents peuvent conduire à devoir faire baisser des productions pilotables à 4 g de CO₂le kWh au profit de l'éolien à 14 g de CO₂le kWh ou du photovoltaïque à 55 g de CO₂le kWh.

Les sources pilotables de compensation complémentaires qu'il faut alors associer à ces sources de production intermittentes en développement ne peuvent être que marginalement hydrauliques, car les possibilités de développement de stations de pompes ou de retenues d'eau sont en France très limitées. Elles ne peuvent pas non plus être nucléaires, car les réacteurs n'ont pas été conçus pour de telles variations brutales répétées sur des intervalles de temps si rapprochés. Les réacteurs de puissance pour la production d'électricité sont conçus en fonction des variations de la demande en électricité, non de telles variations rapides des productions intermittentes. A noter cependant que, du fait de l'introduction massive de ces productions intermittentes dans le système électrique européen, les conditions techniques de raccordement dans le système européen ENTSOE ont dû évoluer. Le parc nucléaire existant comme les futurs réacteurs ont dû s'adapter et se conformer à ces nouvelles prescriptions techniques. Ces installations nucléaires contribuent en conséquence à la régulation du système électrique pour ce qui concerne la réponse à la demande en électricité, mais ne suffisent pas à compenser l'intégralité des variations induites par l'intermittence dans la production d'électricité. Il pourrait être envisagé techniquement d'introduire de telles clauses de variabilité dans les cahiers des charges des réacteurs (techniquement, une telle flexibilité est déjà

présente dans de petits réacteurs de propulsion navale) mais pour quel bilan global technico économique, sociétal et environnemental ?

Il faut ajouter que les sollicitations complémentaires de manière massive et significative des moyens de production hydrauliques ou nucléaires, pour compenser une intermittence induite mais évitable de moyens de production éolien ou solaire ne constitueraient pas une approche mesurée et prudente au regard des enjeux de sûreté des ouvrages hydrauliques et des installations nucléaires.

Les capacités de pilotage décarboné par du stockage chimique dans des batteries ou dans de la production d'hydrogène ne répondent pas à ce stade, à une échelle qui devrait être industrielle et compétitive, aux besoins identifiés en volume pour les moyens pilotables afin de compenser les variations de la production intermittente. Par leur rendement propre, ces dispositifs de stockage chimique ou de production d'hydrogène induisent des pertes d'électricité et d'énergie considérables. Leur impact environnemental, leur coût, leur impact foncier, la chaîne logistique associée, le cycle complet carbone pour leur réalisation, leurs durées de vie, constituent des facteurs qui freinent leur développement.

Il faudrait pouvoir évaluer l'ensemble de ces externalités sur le long terme pour pouvoir soutenir leur développement.

Des mesures de flexibilité existent déjà du côté de la demande dans la situation présente, par exemple les mesures d'effacement aux heures dites pleines. Elles sont adaptées pour lisser les variations elles-mêmes de la demande, et notamment lisser la puissance de pointe appelée l'hiver en France. Mais elles constituent des mesures très mal adaptées aux variations rapides, brutales et répétées décrites plus haut pour compenser l'intermittence massive dans la production d'électricité. Elles ne sauraient être renforcées de manière significative sans conséquence majeure dans les modes de vie et de consommation, et donc avec des conséquences majeures sur le plan social et économique.

A noter également que lorsque les productions intermittentes sont trop largement en excès par rapport à la demande en électricité, plutôt que de réduire volontairement leurs productions, ce qui serait de nature à remettre en cause leur rentabilité, il a été admis d'introduire en Europe des prix de marché négatifs (Figure 11) sur le marché de l'électricité. Cela est révélateur d'une double aberration. En introduisant des prix négatifs, on introduit une incitation à la consommation de l'électricité, ce qui est contraire à l'efficacité énergétique et à la maîtrise de la demande en énergie. Ces prix négatifs reflètent également un surinvestissement dans la production intermittente au détriment, toutes choses égales par ailleurs, de l'entretien et du nécessaire renouvellement en temps utile

du pilotable décarboné. L'augmentation de l'occurrence des prix négatifs de l'électricité en Europe confirme ainsi ce déploiement excessif de l'intermittence dans la production d'électricité. Cette augmentation de l'occurrence en Europe des prix négatifs de l'électricité, au regard des enjeux de sécurité d'approvisionnement électrique sous-jacents, peut être considérée comme un signal précurseur d'une montée du risque de *blackout*, c'est-à-dire de perte généralisée du réseau électrique en Europe.

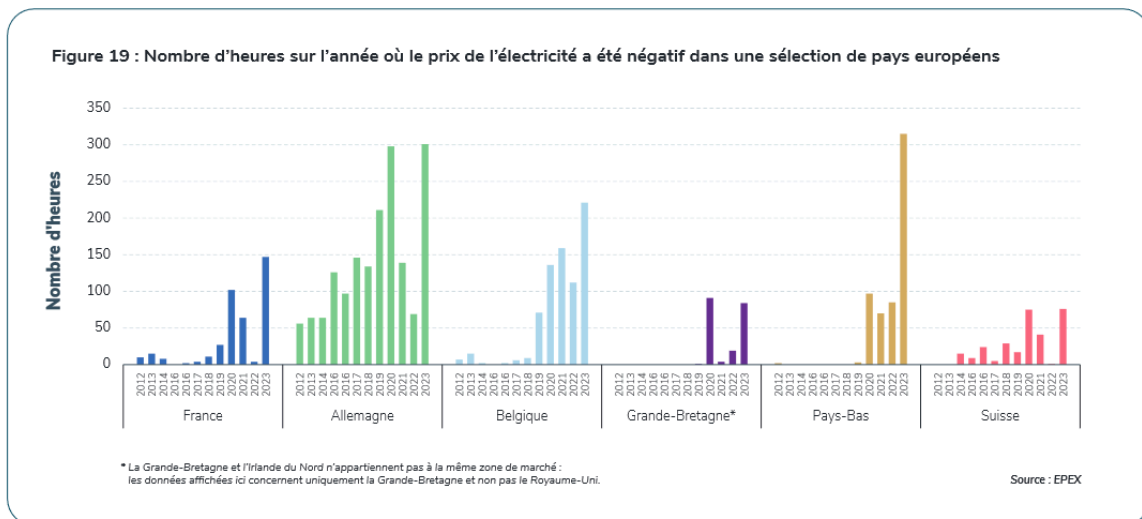


Figure 11 : Augmentation du nombre d'heures en Europe des prix négatifs de l'électricité, figure extraite du bilan 2023 RTE

Au Danemark, la compensation de la production intermittente est assurée par les nombreuses et puissantes centrales hydroélectriques norvégiennes.

Face à la saturation déjà existante, en France et chez ses voisins, des productions hydroélectriques et des stations de pompage hydrauliques, en raison de la très grande difficulté voire de l'impossibilité physique de développer de tels ouvrages, ce sont les centrales pilotables à gaz ou à charbon (en Allemagne pour beaucoup à lignite, variété très polluante de charbon) qui suppléent cette intermittence.

L'Allemagne élimine d'ailleurs à cause de cela des forêts et des villages pour extraire du charbon ou du lignite, souvent à ciel ouvert, détruisant les paysages. L'Allemagne se voit aussi obligée d'importer massivement du gaz, en complément, ce qui la soumet aux très fortes contraintes géopolitiques associées à cette ressource.

La production d'électricité par le gaz apporte une souplesse d'utilisation par un niveau d'investissement limité et peu risqué sur le plan industriel dans les délais de construction et la production elle-même d'électricité. A l'inverse, la

perspective de pouvoir utiliser de telles installations avec de l'hydrogène produit par une source primaire décarbonée suppose la mise en place de toute une logistique de production d'hydrogène décarboné, de transport et de stockage dont il convient là encore d'évaluer les composantes technico-économiques et environnementales dans leur intégralité.

La compensation de la production intermittente aléatoire oriente ainsi vers le gaz puis vers l'hydrogène décarboné en introduisant de façon sûre et établie à court terme des externalités géopolitiques et environnementales par les émissions induites de gaz à effet de serre, et sans aucune garantie à terme sur le résultat final en matière d'efficacité globale dans la lutte prioritaire contre le risque climatique.

Le déploiement massif de production d'électricité intermittente conduira ainsi inéluctablement la France à augmenter les émissions de gaz à effet de serre de sa production d'électricité pour les rapprocher de plus en plus de celles de l'Allemagne actuellement (Figure 12).

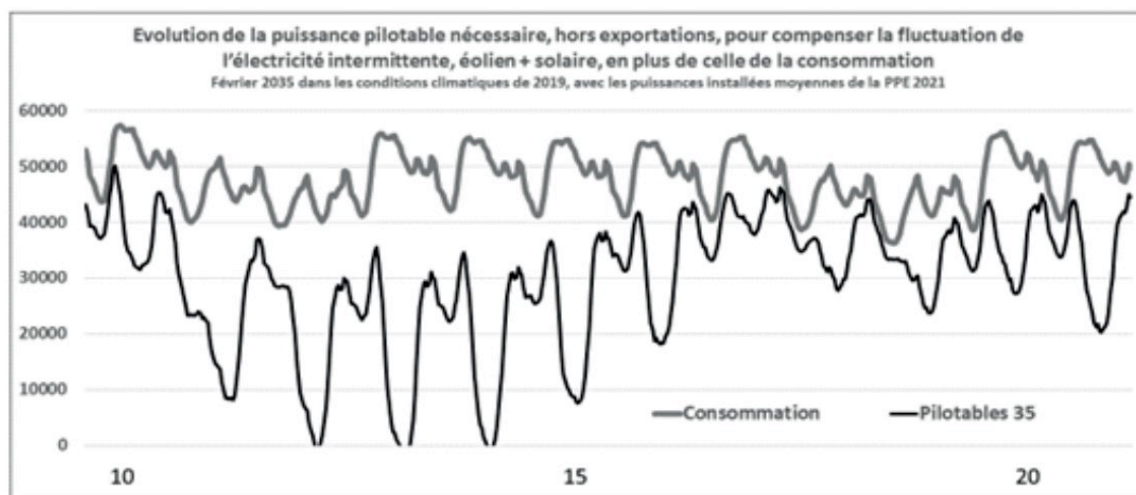


Figure 12. Cette figure est une simulation pour le mois de février 2035 en France du profil de puissance que devraient fournir nos centrales pilotables (courbe du bas) pour compenser les fluctuations de puissance des électricités intermittentes (EI), éolienne et solaire PV, de manière à fournir la puissance demandée par les consommateurs (courbe du haut) et ainsi éviter les blackouts. La différence entre courbe du haut et courbe du bas est donc la puissance effective produite à chaque instant par les EI lors de ce mois. Courtoisie JP Pervès.

Les données utilisées sont les prévisions pour Février 2035, faites par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de 2021, de la puissance installée en EI, de la puissance de la consommation, et les variations de

puissance effectives des EI observées en Février 2019. On fait donc l'hypothèse que cette variabilité de puissance ne sera pas très différente en Février 2035.

Cette figure montre les conséquences néfastes du développement massif des EI dans notre pays. On y voit que :

- 1- la puissance de pilotable associé doit approcher de très près celle de la consommation à plusieurs reprises, faute de vent et/ou de soleil. Cela signifie que la puissance installée disponible à tous moments de ce pilotable associé doit être à peu près égale à la puissance maximale de celle des EI : Il faut donc pouvoir disposer d'environ 1 GW de puissance installée de pilotable associé par GW installé d'EI. Mais il faut aussi, pour les mêmes raisons, disposer d'une puissance totale de pilotable disponible au moins égale à celle de la pointe annuelle de consommation.*
- 2- A puissance de consommation égale, l'association EI + pilotable ne fournit aucune électricité supplémentaire puisque la production du pilotable est automatiquement diminuée de la quantité que les EI produisent !*
- 3- A puissance de consommation accrue, il faut augmenter la puissance installée de pilotable de la même quantité que l'augmentation de la puissance installée d'EI. Or le pilotable n'aurait aucun besoin d'EI pour assurer cette consommation. Les EI sont donc inutiles.*
- 4- Ce système induit forcément une augmentation considérable du coût de production de l'électricité, puisqu'on doit doubler la puissance installée nécessaire pour produire la même quantité d'électricité. Il faut aussi développer considérablement le réseau électrique, en longueur et en puissance.*

A noter que cette production très variable de compensation imposée aux centrales pilotables thermiques par l'intermittence des énergies renouvelables, en réduit fortement le rendement, accroissant donc les émissions de CO₂ par kWh produit.

Pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique, et au regard de l'évolution prévisionnelle de la demande en électricité et ainsi que de la pénétration croissante des énergies renouvelables intermittentes, RTE annonce pour 2050 un besoin de "flexibilité", soit par baisse forcée de la demande, soit par de la production pilotable d'électricité, entre 28 et 68 GW suivant les scénarios pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique.

Si le nucléaire n'est pas suffisamment au rendez-vous, et compte tenu de la limitation des capacités hydrauliques et de stockage dans des batteries ou autres,

cela se traduira fatalement par de la production thermique au gaz ou au charbon, en France ou chez ses voisins, et donc par de l'émission complémentaire en gaz à effet de serre...ou par une augmentation significative du risque de "blackout", (perte généralisée du réseau électrique) ou les deux.

Ci-dessous, extraits du rapport RTE « Futurs énergétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 »,

<https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques>

« Au-delà de 2030, les besoins de flexibilité pour la sécurité d'approvisionnement évoluent fortement à la hausse dans presque tous les scénarios de l'étude, du fait de l'augmentation de la consommation et de la réduction de la taille du parc pilotable dans la trajectoire de référence. »

"À l'horizon 2050, les besoins totaux de nouvelles flexibilités sont importants dans tous les scénarios et se situent entre 28 GW et 68 GW.

Ces valeurs correspondent aux leviers de flexibilité supplémentaires à mobiliser en France ou à l'étranger via les capacités d'import, en compléments des leviers actuels qui seront encore en service à cet horizon ».

Dans la situation française, ce type d'installation n'est donc nullement bénéfique pour le climat et leur impact et leur coût réel pour la nation (coût des installations éoliennes et thermiques accompagnantes, coût du développement du réseau électrique, nécessité d'importation de gaz et de combustibles fossiles, atteintes à l'environnement et à l'économie, exposition au risque de *blackout*, ...) sont extrêmement importants.

Cette inutilité, voire nocivité dans le cas français, d'un déploiement massif des énergies intermittentes éoliennes et solaires en Europe ont amené des climatologues parmi les plus reconnus et les plus respectés à écrire, à interpeller les plus hautes autorités de l'UE pour leur demander de mettre un terme à ces « inepties » (PJ12, PJ13 et PJ14).

Ces lourds investissements, biaisant toute concurrence, se font au détriment de tous ceux qui permettraient de réduire notre bilan carbone au lieu, comme nous l'avons expliqué, de l'augmenter (isolation, réseau ferroviaire, relocalisation industrielle, agricole...)

4) Conséquences négatives supplémentaires

4.1) Nécessité du développement massif et très coûteux de réseaux électriques se superposant à ceux existants, qu'il faut financer

Il convient de souligner enfin que la nécessité d'assurer en permanence la continuité de l'alimentation en électricité multiplie en conséquence les investissements dans les réseaux électriques qui doivent être, au moins, doublés. Ces investissements sont inutiles pour l'économie française et visent donc seulement à maintenir le flux d'électricité des dites « énergies renouvelables » sans aucune valeur ajoutée pour la décarbonation de la production d'électricité, ce qui interroge sur la finalité même de ces développements massifs dans la production intermittente d'électricité si ce n'est de favoriser des placements financiers à rendements garantis par une régulation favorable.

4.2) Explosion du coût final pour les consommateurs, particuliers, entreprises et administrations

On note que les pays qui ont massivement investi dans ces énergies intermittentes doivent faire face maintenant à un coût de production de l'électricité devenu exorbitant, qui, par les augmentations de prix qu'il induit, par le coût direct sur la production, le coût d'acheminement, et les taxes complémentaires pour financer les aides publiques, pèse de plus en plus sur le pouvoir d'achat, en particulier celui des plus pauvres, et sur la compétitivité des entreprises (Figures 13 et 14).

Entre fin 2008 et fin 2021, la puissance installée d'éolien et de solaire photovoltaïque a crû dans notre pays de 3,4 gigawatts (GW) à 31,8 GW**.

Corrélativement s'observe une augmentation quasi proportionnelle à cette puissance (figure13) du prix de l'électricité facturé aux ménages, de 112 à 193 euros/MWh soit de 72%, bien supérieure à celle qui aurait résulté de la seule inflation, environ 15 % sur cette période.

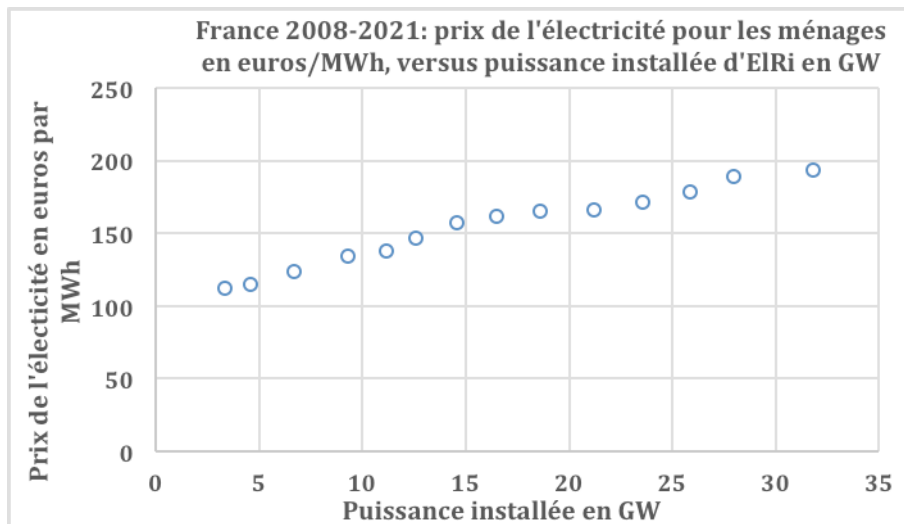


Figure 13 : évolution du prix de l'électricité pour les ménages français en fonction de la puissance installée totale d'éolien et de solaire PV (= Electricités « renouvelables » intermittentes = ElRi), de fin 2008 à fin 2021. Source des données : Eurostat

Ce phénomène n'est pas propre qu'à la France puisque l'évolution des prix de l'électricité pour les ménages, dans les pays d'Europe ayant déjà un parc important d'ElRi, montre que fin 2021 (figure 14), ce prix y était grosso modo proportionnel à la puissance installée d'ElRi par habitant.

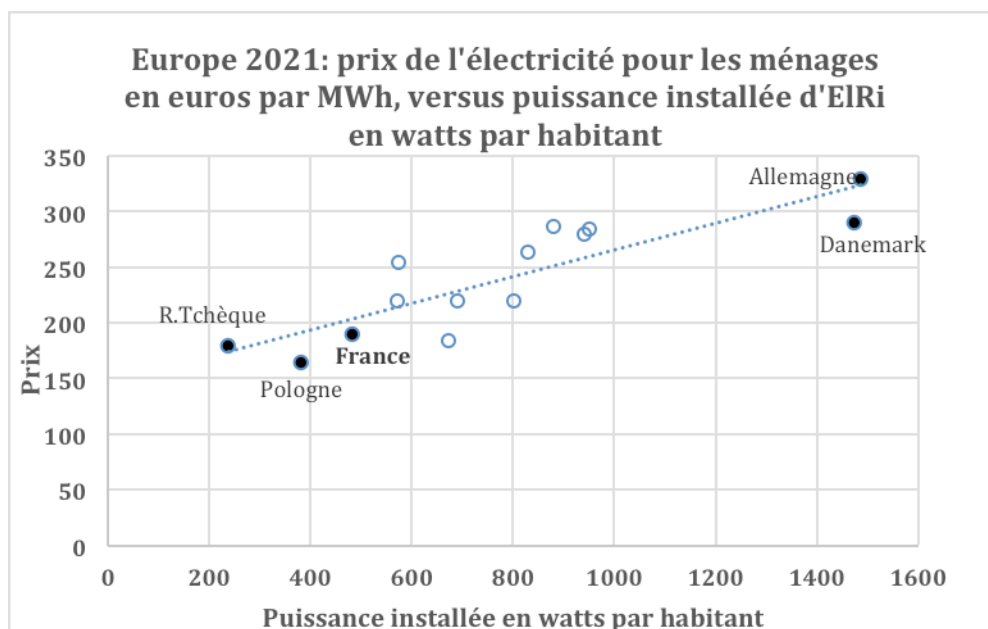


Figure 14 : Europe 2021 : prix de l'électricité pour les ménages fin 2021 dans 14 pays d'Europe ayant déjà un parc important d'ElRi, en fonction de leur puissance totale installée par habitant. L'Allemagne et le Danemark, où cette

puissance est de loin la plus élevée, sont aussi les pays où le prix de l'électricité pour les ménages est de loin le plus élevé. Source des données : Eurostat

Il y a donc totale distorsion de concurrence en faveur de l'éolien en particulier.

4.3) Risques amplifiés si le pilotable décarboné est réduit

Dans un contexte général de modération de la consommation énergétique, un développement massif d'énergie intermittente renouvelable, conjuguée à une diminution volontaire de pilotable décarboné (par exemple comme cela a été le cas avec l'arrêt de Fessenheim, en 2020, décidé par les Pouvoirs Publics ou en retardant des décisions d'investissement pour le renouvellement du parc nucléaire sans compensation par un autre moyen pilotable décarboné de même efficacité opérationnelle) peut conduire à augmenter le risque de *blackout*, faute de moyens pilotables suffisamment disponibles pour assurer l'équilibre demande/production, ou à augmenter les émissions de gaz carbonique. Cette politique entraîne donc l'effet inverse de l'objectif recherché dans la diminution prioritaire des émissions de gaz à effet de serre.

Les conséquences potentielles de ces différents risques peuvent être très importantes sur le plan social, économique et environnemental. Elles peuvent amener à un durcissement des politiques publiques et à une diminution des libertés individuelles et publiques.

4.4) Exposition complémentaire au risque juridique

De telles dispositions peuvent être de nature à conduire à une violation des engagements pris par la France et l'Union européenne dans le cadre de la COP 21. Les associations dites « écologistes », dont les dirigeants actuels sont d'anciens ministres ou responsables politiques qui ont agi ou milité pour la fermeture des centrales nucléaires (dont la loi actuelle prévoit encore la fermeture de 14 réacteurs) attaquent déjà en effet l'Etat pour « carence climatique ». En effet, selon ces associations, la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES : CO₂, méthane, oxydes d'azote) n'est pas assez importante. Elles ont donc demandé plus d'un milliard d'euros d'astreinte à l'Etat.

Sachant que la baisse des émissions des GES n'arrivera pas, malgré les installations massives d'ENR, actuelles et programmées -au contraire-, les dites associations dans un mémoire au Tribunal Administratif de Paris pour l'« Affaire du Siècle », préconisent des mesures très coercitives de contrôle et de rationnement sur tout : le logement (surface par habitant), la santé, les

relations sociales, le confort et le train de vie, la consommation de viande, les voyages, etc. Ils proposent éventuellement de s'inspirer de ce qui a été fait pour le Covid (Page 48).

Ce genre de mesures provoqueraient encore une fois, des réactions extrêmement vives dans la population. Leur adoption détruirait notre société

4.5) Rappel des autres problèmes

De nombreuses études et expériences ont montré les impacts potentiels négatifs complémentaires concernant la biodiversité et l'activité maritimes, qu'ils relèvent notamment de l'activité locale de pêche, de la sécurité maritime, en particulier à proximité des routes maritimes ou des ports.

4.6) Rejet des populations riveraines

Les conséquences négatives de ce projet, constatées par les populations locales et leurs élus, ont donc amené un rejet massif du projet de leur part lors des débats publics. Selon la Convention d'Aarhus (PJ16), un tel projet devrait donc être abandonné, puisque la population doit « participer au processus décisionnel » (article 9). De plus, selon l'article 5 chapitres b et c, le gouvernement aurait dû « diffuser largement les traités, conventions...les autres documents internationaux » portant sur des questions relatives à l'environnement... ». Or, ce n'est qu'à la suite de notre recours gracieux, suivi de notre recours à la CADA, que les ministères concernés, bien après la clôture du débat public, nous ont communiqué les deux textes de l'UE directement à la source de ces projets (PJ 8 et 9).

5) Conclusions

Au regard de l'importance de la continuité de l'alimentation en électricité, des enjeux sociaux, économiques et environnementaux associés, la disponibilité de sources pilotables décarbonées pour la production d'électricité est requise à tout moment en volume mesuré et suffisant. Alors que la France dispose à présent d'un parc de production décarbonée pilotable, adapté aux variations mesurées de la demande en électricité, l'introduction massive de productions intermittentes induit un risque de *blackout* (perte généralisée de réseau électrique) faute de production pilotable de compensation adaptée à cette intermittence, très fortement plus variable que la demande en électricité.

Dans la situation de la France, où l'électricité est déjà décarbonée, l'introduction massive de cette production intermittente induit une nécessité de production pilotable de compensation éminemment plus flexible que la production pilotable décarbonée aujourd'hui disponible. Elle induit ainsi pour la France une augmentation significative des émissions des gaz à effet de serre, ce qui est totalement inacceptable, tant au regard des conséquences potentielles sur le climat que du non-respect des engagements pris par la France et par l'Union européenne au niveau international.

Cette introduction massive de production intermittente peut elle-même conduire à une mobilisation des financements conduisant à une diminution des capacités de financement pour différents investissements nécessaires, dont l'augmentation et le renouvellement du pilotable décarboné pour la production d'électricité, ce qui entraînera pour la France une augmentation à terme des émissions de gaz à effet de serre. Le traité de Paris est donc violé.

Les parades complémentaires susceptibles de devoir alors être déployées face à ces risques peuvent conduire à de très fortes incidences sur le plan économique, social et environnemental, et à des restrictions des libertés individuelles et publiques.

Le refus de la population aurait dû amener le gouvernement à annuler ce projet, selon la Convention d'Aarhus. Selon cette convention, par ailleurs, le gouvernement aurait dû diffuser, lors de la consultation, les textes de l'UE, qui obligeaient la France à ces installations.

Pour tous ces motifs, nous demandons donc au Conseil d'Etat de bien vouloir annuler la décision du lancement de la procédure d'appel d'offres, initiant l'installation de ce parc, en particulier vu l'urgence climatique, puisque de tels

parcs auraient nécessairement pour conséquence d'augmenter massivement les émissions de gaz à effet de serre de la France, essentiellement de CO₂.

Pièces jointes :

- 1) Statuts de l'association « Initiatives pour le climat et l'énergie » et déclaration au Journal Officiel
- 2) Accord et liste des Membres du bureau pour cette intervention
- 3) Recours gracieux du 4 octobre 2022, demande de documents
- 4) Lettre à la CADA
- 5) Réponse de la CADA
- 6) Courriel des Ministères de la Transition Ecologique et de la Cohésion des Territoires et de la Mer en date du 01/04/2022
- 7) Extraits de la directive
- 8) Extrait du Règlement de l'UE
- 9) Contribution au débat de la CNDP
- 10) Recours gracieux pour la publication de notre cahier d'acteurs au premier ministre et au ministre de la transition écologique
- 11) Recours gracieux envoyé le 24 septembre 2022
- 12) Lettre de divers climatologues, dont André Berger au Président de la République Française
- 13) Lettre d'André Berger et d'autres climatologues à la Présidence du Conseil de l'UE
- 14) Quatrième de couverture du livre « le Climat de la Terre », d'André Berger
- 15) Rapport « Eclaircies » présenté au TA de Paris en mémoire attaquant dans l' « Affaire du siècle »
- 16) Convention d'Aarhus