L'EOLIEN
ASPECTS TECHNIQUES
ETUDE CRITIQUE

	S.N.O.P. Courriel : snop91@orange.fr

SOMMAIRE

1 - OBJET, VERSIONS 4

2 - DOCUMENTS DE REFERENCE 5

3 - TERMINOLOGIE ET CONVENTIONS 6

4 - AVANT-PROPOS 7

4.1 - PRESENTATION 7
4.2 - LE POIDS DES MOTS 7
4.2.1 - éolienne ou aérogénérateur ? *7*
4.2.2 - Ferme ou usine ? *7*
4.2.3 - Energie renouvelable ou intermittente *8*
4.2.4 - Energie verte, décarbonée *8*

5 - UN PEU DE PHYSIQUE 10

5.1 - MULTIPLES ET SOUS MULTIPLES 10
5.2 - TENSION, COURANT, PUISSANCE, ENERGIE 10

5.2.1 - La tension *10*
5.2.2 - Le courant *11*
5.2.3 - La puissance *12*
5.2.4 - L'énergie *12*
5.2.5 - Facteur de charge *13*
5.3 - STOCKAGE DE L'ENERGIE 14
5.3.1 - Moyens chimiques et électrochimiques *14*
5.3.2 - Moyens physiques *15*
5.4 - COURANT CONTINU ET ALTERNATIF 16
5.4.1 - courant continu *16*
5.4.2 - courant alternatif *16*
5.4.3 - Passage entre alternatif et continu *16*
5.4.4 - stabilité du réseau *17*
5.5 - CONTEXTE INTERNATIONAL 18
5.6 - TAUX DE RETOUR ENERGETIQUE 19
5.7 - PARAMETRES DE PUISSANCE DES EOLIENNES 20

6 - PROJET BRETAGNE SUD 21

6.1 - LES RESPONSABLES DU PROJET 21
6.2 - LOCALISATION 21
6.3 - DATES 22
6.4 - PRIX DE RACHAT 22
6.5 - DIRIGEANTS LEGAUX DE LA SOCIETE PENNAVEL 23

7 - ÉOLIEN ET BESOINS EN ELECTRICITE 25

7.1 - ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION ELECTRIQUE 25
7.2 - CONSOMMATION PAR HABITANT 28
7.3 - NOTRE PARC DE PRODUCTION INSTALLE 30
7.4 - PRODUCTION PAR FILIERE 32
7.5 - L'EOLIEN ET LES GAZ A EFFET DE SERRE (GES) 32
7.6 - L'ELECTRICITE EN TEMPS REEL 33
7.7 - ANALYSE D'UN JOUR DE POINTE 34
7.8 - PERIODES PEU VENTEUSES 35
7.9 - LA PRODUCTION EN BRETAGNE 36
7.10 - LES ENERGIES INTERMITTENTES SONT PRIORITAIRES 37
7.11 - LES HEURES A PRIX NEGATIF 37
7.12 - LES ECHANGES INTERNATIONNAUX 41

8 - VIE ET TECHNOLOGIE DES AEROGENERATEURS 44

8.1 - A QUOI RESSEMBLENT CES GEANTS 44
8.2 - COMMENT GERER LES HUMEURS DU SOLEIL ET DU VENT ? 46

8.2.1 - Variations saisonnière du vent *47*
8.2.2 - Synchronicité du vent *47*
8.2.3 - Le cas du parc de St Nazaire *49*
8.3 - LEUR CONSTRUCTION 50
8.4 - LEUR IMPLANTATION 51
8.5 - LEUR VIE ET LEUR USURE 51
8.6 - LEUR FIN DE VIE 51
9 - LE TRANSPORT DE CETTE ELECTRICITE INUTILE 53
9.1 - POSTE FIXE EN MER 53
9.2 - CABLE PARTIE MARINE 53
9.3 - ATTERRAGE 54
9.4 - CABLE PARTIE TERRESTRE 54
9.5 - RACCORDEMENT AU RESEAU NATIONAL 54
9.5.1 - Le réseau de transport *54*
9.5.2 - La multiplication des postes de raccordement *55*
10 - LES COUTS 56
10.1 - PRIX DE CONSTRUCTION 56
10.2 - LES PRIX DE L'ELECTRICITE 56
10.2.1 - Organisation de la chaîne *56*
10.2.2 - Prix de revient à la production *58*
10.2.3 - Les marchés de l'électricté *58*
10.3 - CADEAUX POUR LE RACCORDEMENT 59
10.4 - SUBVENTIONS A LA CONSTRUCTION 61
10.5 - SOUTIENS A L'EXPLOITATION 61
10.6 - PRIME POUR PRIX NEGATIFS 61
10.7 - SYSTEMES DE REMUNERATION CORRECTIVE 62
10.8 - LA TAXE EOLIEN 62
10.9 - QUI PAYE ? 64
11 - EN GUISE DE CONCLUSION 65

1 - OBJET, VERSIONS

Date	**Descriptif de l'évolution**	**Réalisé par**	**Contrôlé par**	

2 - DOCUMENTS DE REFERENCE

Nom du document	Origine		Version/date

https://www.rte-france.com/donnees-publications/eco2mix-donnees-temps-reel/production-electricite-par-filiere

Échanges internationaux et production CO2 :

https://app.electricitymaps.com/map/zone/FR/72h/hourly

https://analysesetdonnees.rte-france.com/reseaux/evolution-reseau

Production par centrale :

https://www.services-rte.com/fr/visualisez-les-donnees-publiees-par-rte/production-realisee-par-groupe.html

Disponibilité des moyens de production :

https://analysesetdonnees.rte-france.com/production/disponibilite-production

Site allemand avec informations diverses et riches sur les pays européens

https://www.energy-charts.info/?l=fr&c=DE

Site météo avec historique

https://www.meteociel.fr/observations-meteo/vent.php

Vent en temps réel et historique https://www.meteociel.fr/observations-meteo/vent.php?archive=1

RETM (Réseau Énergies Terre & Mer) en particulier documents :

https://www.retm.fr/documentation

Cadre règlementaire des autorisations :

Électricité en Allemagne https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.htm?l=fr&c=DE&interval=week&year=2025&source=sw&week=50

Sur les prix de l'énergie https://openenergytracker.org/fr/docs/germany/prices/

3 - TERMINOLOGIE ET CONVENTIONS

AIE	Agence internationale de l'énergie
CRE	Commission de régulation de l'énergie (administration)
EDF	Électricité de France SA détenue par l'état
ENEDIS	Gestionnaire du réseau de distribution, filiale d'EDF
ENR	Energie renouvelable
GES	Gaz à effet de serre (Vapeur d'eau, CO2 méthane)
PPE	Plan pluriannuel pour l'énergie
RTE	Réseau transport d'électricité (50,1% EDF + Caisse des Dépôts + CNP assurances)
SPOT	Bourse de l'électricité
STEP	Station de Transfert d'Energie par Pompage hydraulique

4 - AVANT-PROPOS

4.1 - PRESENTATION

Comme vous allez le constater cette présentation est assez aride et contient beaucoup de chiffres. Il s'agit de pouvoir contrecarrer les « pro » éolien qui donnent des chiffres, mais toujours basés sur des quantités et des moyennes sur de grandes périodes. Cette façon de présenter les choses est fallacieuse et masque les problèmes en lissant les courbes.
Pour dimensionner un réseau, il faut prendre les cas les plus défavorables (les pointes de besoins). A quoi sert d'avoir une surabondance d'électricité quand nous n'en avons pas besoin, si nous n'en avons pas quand les besoins sont critiques. C'est l'axe sous-jacent de cette étude.

4.2 - LE POIDS DES MOTS

Le choix d'un mot est d'une importance capitale, l'usage en est délicat, que ce soit pour clarifier son propos ou dissimuler sa pensée, éclairer l'opinion ou la manipuler. Déformer volontairement le sens d'un mot n'est jamais anodin. Souvenons-nous des antiphrases d'Orwell, « la paix c'est la guerre ». Voyons donc ensemble quelques mots et commentons-les.

4.2.1 - EOLIENNE OU AEROGENERATEUR ?

Commençons par le maître-mot qui nous concerne : l'éolienne. Éole, le dieu du vent célébré par Homère, un beau vieillard barbu qui souffle de ses joues gonflées, c'est poétique, c'est beau comme de l'antique … mais la réalité, elle, a un nom technique : aérogénérateur, avouez que c'est moins poétique, c'est technique et ça a la froideur de la réalité.
Donc parler d'éolienne c'est déjà se placer dans la sphère de pensée favorable à ces appareils.

4.2.2 - FERME OU USINE ?

Les promoteurs éoliens se plaisent à parler de ferme éolienne. Vous imaginez tout de suite quelques volailles dans une cour, les plus anciens vont voir les poulettes picorer dans les mains de Martine.
Le mot **ferme** conserve aujourd'hui, même si elles sont de plus en plus rares, une connotation très bucolique, rien de plus charmant.

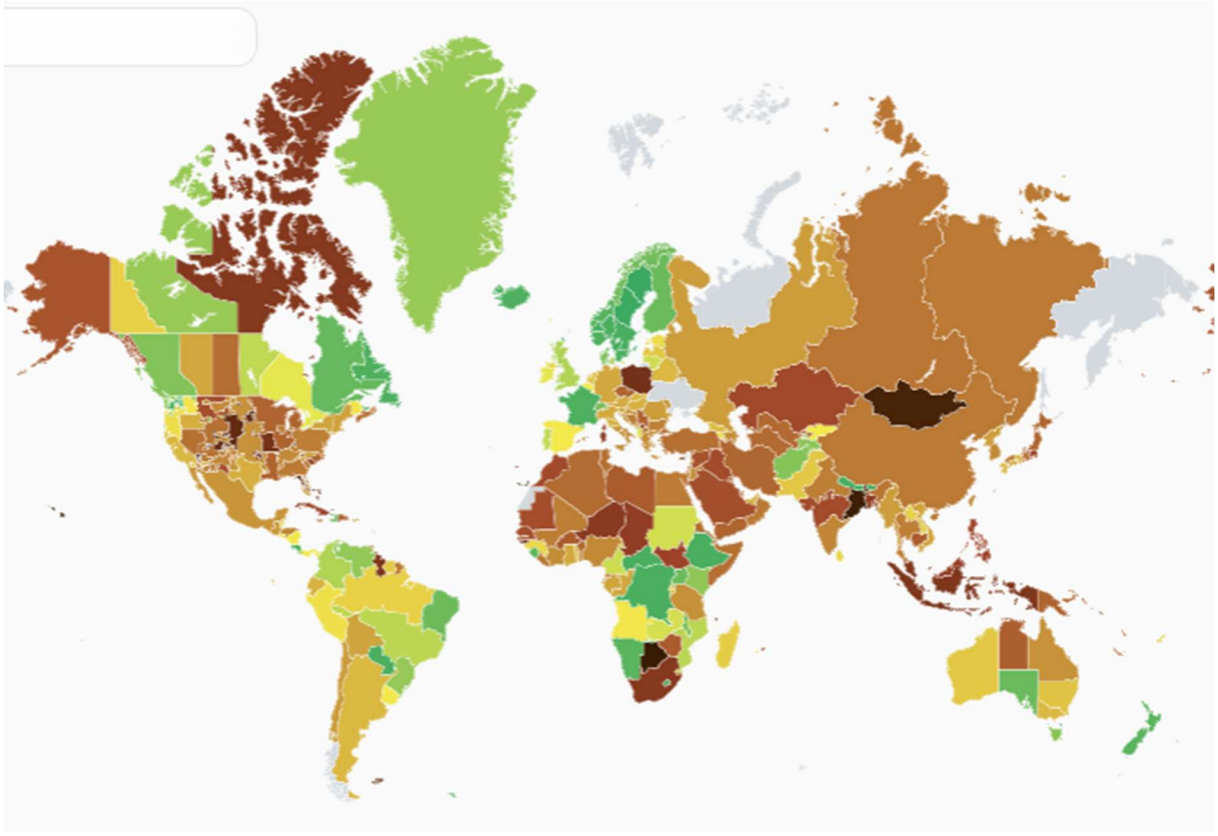
La réalité, ce sont des monstres de technologie, d'acier, de composites, de terres rares et ça ressemble plus à une usine, une centrale ou une zone industrielle qu'à une ferme.
Les termes ne sont pas neutres.
Le mot **parc**, lui aussi bucolique, participe également de ce leurre lexical.

4.2.3 - ENERGIE RENOUVELABLE OU INTERMITTENTE

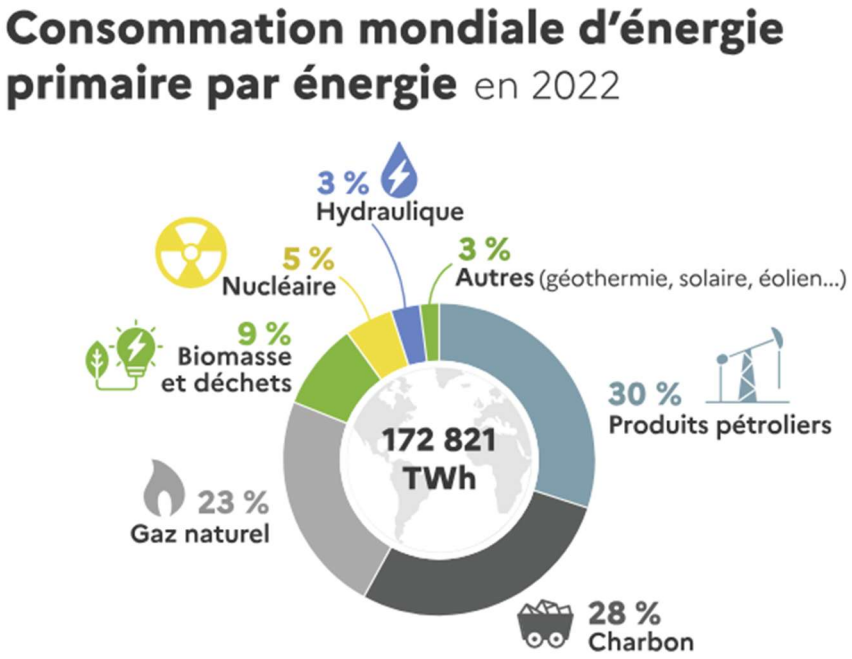
Là nous touchons au cœur du sujet, le renouvelable. Le renouvelable, c'est bien, pas de prédation des ressources de dame nature, Adam et Eve au paradis.
Une énergie renouvelable beaucoup moins controversée, c'est l'hydraulique, en France elle représente près de 20% de la production. Mais cette énergie est la mal aimée des lobbies du renouvelable. Entre tentative de privatisation et destruction de barrages, les luttes sont féroces.
Pour caractériser quelque chose, on doit utiliser sa caractéristique principale, pas accessoire, et la caractéristique de l'éolien est moins l'aspect renouvelable que l'aspect intermittent.
Le solaire et l'éolien sont des énergies intermittentes renouvelables mais d'abord et principalement intermittentes, ce qui pose d'énormes problèmes.

4.2.4 - ENERGIE VERTE, DECARBONEE

Admettons qu'il faille décarboner, décarboner quoi ? l'électricité en France est décarbonée à plus de 95% en 2025. De tous les grands pays producteurs d'électricité, nous sommes, et de loin, les plus vertueux au monde, seuls quelques pays tels que la Norvège, la Suède, accessoirement la Suisse ont des taux comparable grâce à une forte production hydraulique. Le Canada, très bien doté en hydraulique, a néanmoins un bilan carbone bien plus mauvais que la France.
Rappel : **le bilan carbone de la France est de 0,74 % sur la quantité mondiale**.
Les émissions de gaz à effet de serre liées aux activités humaines représentent l'équivalent de 53,8 milliards de tonnes de CO2 en 2022, les deux plus gros émetteurs au monde sont la Chine 30% et les Etats-Unis 14%. L'Union européenne, avec 3,4 milliards de tonnes représente 6 %, dont 396 millions de tonnes pour la France, soit 0,74% !
Paradoxalement, en France, l'ajout d'énergies intermittentes dégrade notre taux de décarbonation car les sautes d'humeur de la météo obligent à démarrer ou arrêter des productions thermiques, le temps que le nucléaire rattrape les caprices de dame nature.



Au niveau mondial les solaire + géothermie + éolien = 3% de l'énergie **primaire**.



https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energie/fr/donnees-cles#ancre4

5 - UN PEU DE PHYSIQUE

Dans une étude technique, nous avons des grandeurs, des pourcentages, des chiffres, des unités. Pour bien les comprendre, faisons quelques rappels de physique élémentaire. Professeurs de physique et scientifiques, vous allez trouver mes explications bien simplistes. Mais je souhaite m'adresser à un grand public pour lequel quelques révisions ne sont peut-être pas inutiles.

5.1 - MULTIPLES ET SOUS MULTIPLES

Pour pouvoir utiliser des grandeurs dans des gammes très étendues, on utilise des multiples et sous multiples des unités. En général en physique on utilise des facteurs « mille » pour quantifier une mesure, voici un éventail des plus usuelles :

- Micro = division par 1 000 000 (un million) abréviation µ
- Milli = division par 1 000 (mille) abréviation m
- Kilo = multiplication par 1 000 (mille, 10^3) abréviation k
- Méga = multiplication par 1 000 000 (un million, 10^6) abréviation M
- Giga = multiplication par 1 000 000 000 (un milliard, 10^9) abréviation G
- Téra = multiplication par 1 000 000 000 000 (mille milliards, 10^{12}) abréviation T
- Péta = multiplication par 1 000 000 000 000 000 (mille milliard 10^{15}) abréviation P

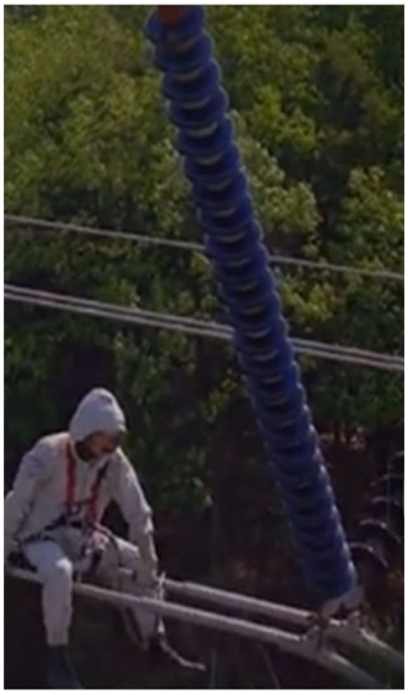
Attention à billion et trillion qui n'ont pas les mêmes signification en anglais et en français !
En deçà du micro et au-delà du Téra, d'autres sous-multiplicateurs existent mais ne nous concernent pas ici (utilisation dans la physique de la matière ou l'astrophysique par exemple).

5.2 - TENSION, COURANT, PUISSANCE, ENERGIE

5.2.1 - LA TENSION

La tension (ou différence de potentiel) : pour vulgariser, pensons à un réseau d'eau : la tension peut s'apparenter à la pression de l'eau, c'est-à-dire à la hauteur d'une colonne d'eau. Nous reprendrons cette comparaison pour d'autres grandeurs physiques électriques.
La grandeur physique tension (symbole U) se mesure en volts (symbole V), eh oui les professeurs Nimbus savent compliquer les choses !
Caractéristique fondamentale de tout dispositif électrique, c'est la tension qui permet de faire circuler de l'électricité.

La tension peut aller de quelques mV (millivolts) à des volts (piles, batteries), des centaines de volts (réseau basse tension pour usage domestique), des kV (réseau de distribution moyenne tension 5000V par exemple), des dizaines de milliers de volts (réseau moyenne tension 20 kV ou réseau haute tension en 63 kV ou très haute tension réseaux 250 kV et 400 kV), voire 1 million de V.
Nous expliquerons plus loin la raison du changement de tension dans les réseaux.
La tension est aussi le principal facteur de danger et ceci de deux façons :



1. par contact direct, plus c'est fort plus ça pique, plus ça brûle plus ça carbonise.
2. par effet induit : la tension produit un champ électrique, champ qui diminue graduellement en s'éloignant. La variation de ce champ est liée au milieu dans lequel se situe le conducteur. Par exemple dans l'air la variation (le gradient) peut être approximativement de 100 000 V par mètre (d'autres facteurs interviennent). Dans votre cuisine en 240V, c'est totalement négligeable mais si vous avez un câble à 400 000 V non isolé dans l'air, à deux mètres de ce câble vous 'prenez' encore 200 000V ! C'est la raison pour laquelle sur une ligne à très haute tension de 400 kV, les isolateurs qui tiennent les câbles font plusieurs mètres de longueurs, sinon il y aurait un arc électrique entre le fil et le poteau métallique.

5.2.2 - LE COURANT

Le courant (aussi appelé intensité) : je reprends l'exemple du réseau d'eau : on peut l'apparenter au débit, la quantité d'eau qui circule (pour être plus précis se serait plutôt la vitesse mais dans notre analogie le débit est plus parlant).
La grandeur physique courant (symbole I) se mesure en ampères (symbole A).
Cette grandeur physique caractérise la quantité d'électricité. Quand votre abonnement électrique est dit « 16 kW » c'est en réalité votre courant qui est limité (autour de 63A).
Une caractéristique du courant est qu'il est responsable de l'échauffement des conducteurs, ce qui entraîne des pertes (dites pertes Joule) et ceci est dit quadratique : c'est le carré du courant qui est en cause, donc une augmentation de 10 du courant provoque une augmentation de 100 des pertes.

Nous verrons plus loin que pour une puissance identique, en augmentant la tension, on diminue le courant, donc les pertes dans le transport. C'est pourquoi les transferts d'électricité se font par des lignes à très haute tension.
Dans cette présentation nous parlerons peu de courant mais c'est néanmoins important pour expliquer les changements de tension.

5.2.3 - LA PUISSANCE

La puissance est une mesure instantanée, c'est la force de l'eau dans notre exemple.
La grandeur physique puissance (symbole P) se mesure en Watts (symbole W), elle c'est la tension multipliée par le courant. Donc pour une même puissance on peut avoir beaucoup de débit et peu de pression (chasse d'eau) ou beaucoup de pression et peu de débit (nettoyeur haute pression).
Quelques puissances pour se faire une idée :

- quelques W : petit appareil électronique
- quelques dizaines de W : nos anciennes ampoules à incandescence.
- 1 à 2 kW : nos radiateurs domestiques
- 5 à 100 kW pour une voiture
- 2 à 6 MW pour une petite éolienne
- 15 à 25 MW pour une éolienne géante (celles qui nous concernent en Bretagne sud).
- 950 à 1350 MW pour une centrale nucléaire.

5.2.4 - L'ENERGIE

C'est l'intégration dans le temps de la puissance, c'est une quantité, ce n'est pas un flux.
Toujours dans notre exemple, le débit est la valeur instantanée qui remplit la baignoire mais la quantité d'eau dans la baignoire peut être apparentée à l'énergie.
Le problème vient de l'unité communément utilisée. Les physiciens utilisent la joule (1 joule = 1 watt par seconde), mais dans la vie courante nous utilisons le kWh (1KWh = 3600J), ce qui crée une confusion avec le kW.
La grandeur physique puissance (symbole E) se mesure en Watts/heure (symbole Wh), elle est comme dit plus haut l'intégrale de la puissance dans le temps. Pour faire simple une machine de 10kW qui fonctionne toute une journée (à régime fixe) aura consommé une énergie de 10 x 24 = 240 kWh

EN RESUME :

Comparons les unités avec un réseau d'eau :

La tension (Volt) c'est la pression

Le courant (Ampère) c'est le débit

La puissance (Watt) c'est la force

L'énergie (Watt heure) c'est la quantité d'eau

5.2.5 - FACTEUR DE CHARGE

Le facteur de charge est le ratio entre la production réelle d'énergie et la production théorique maximale (aérogénérateur à 100% de son régime pendant la durée considérée).

Pour une éolienne à terre, le facteur de charge évolue selon la saison entre 10 et 40%. En 2021, il était de 22,6% en moyenne pour l'année.

Le facteur de charge sur terre est généralement compris entre 20 et 28%

Pour une éolienne en mer, les promoteurs annoncent des facteurs de charge autour de 45%. La réalité est plutôt entre 35 et 45%

En mer, le vent est plus fort, plus stable et plus régulier qu'à terre. Les éoliennes en mer des tous premiers parcs attribués ont une puissance de 6 à 8 MW, mais les parcs récemment attribués (et mis en service à compter de 2030) anticipent d'ores et déjà des puissances d'au moins 20 MW. Le facteur de charge des parcs éoliens en mer en Europe (ratio entre l'énergie produite par les parcs et l'énergie qu'ils auraient produite s'ils avaient constamment fonctionné au maximum de leur capacité) est d'environ 45%.

In : https://www.eoliennesenmer.fr/generalites-eoliennes-en-mer/%C3%A9olien-mix

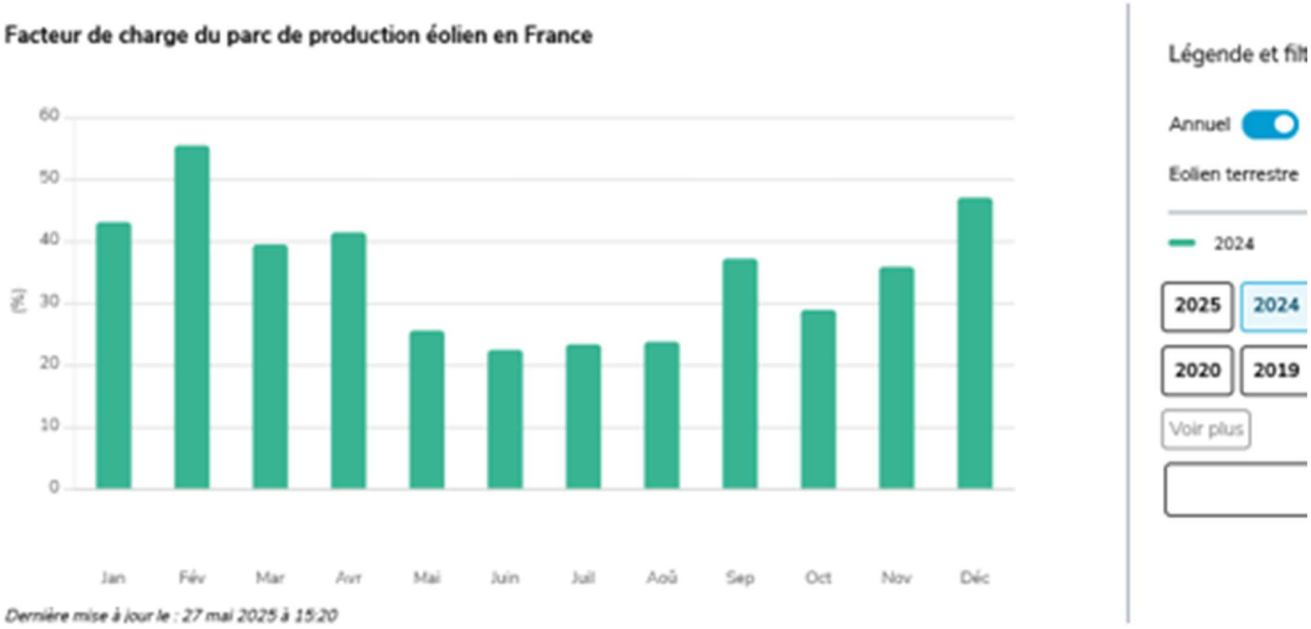
Prenons le cas concret de la zone industrielle d'aérogénérateurs de Saint Nazaire, il est difficile de trouver leur facteur de charge mais nous avons des données pour le calculer : le parc éolien en mer de Saint Nazaire est composé de 80 petits aérogénérateurs de 6 MW.

80 x 6 = 480 MW c'est la puissance installée du site.

Si la production était idéale pendant un an (générateurs donnant 100% de ce qu'ils peuvent produire), nous aurions 480 MW x 24h x 365j = 4 204 800 MWh (= 4 204 GWhs = **4,2 TWh**), c'est la production maximale possible du parc.

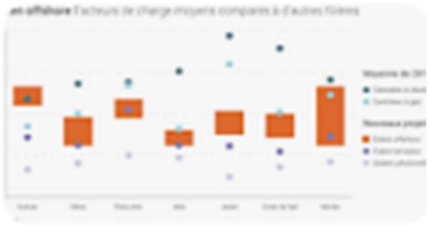
En 2024, le parc de Saint Nazaire a produit **1,4TWh** ; 1,4 / 4,2 = **33,3 %, c'est le facteur de charge.**

Nous sommes aux trois quarts de la promesse : 33% réel pour 45% annoncé. Ce n'est pas beaucoup mieux qu'à terre, contrairement à ce que prétendent les promoteurs de l'éolien en mer.



Quel est le facteur de charge des éoliennes offshore ?

Selon WindEurope, les facteurs de charge des parcs éoliens offshore en Europe sont compris entre 29% et 48%[4]. Le facteur de charge moyen attendu au niveau des nouvelles installations éoliennes construites en 2022 en Europe est de 30 à 35% pour les parcs terrestres et de près de 50% pour les parcs en mer.



5.3 - STOCKAGE DE L'ENERGIE

Petit point sommaire sur l'électricité, en gros ce sont des électrons qui se déplacent dans des circuits.
Si on excepte les condensateurs, **L'ELECTRICITE NE SE STOCKE PAS** !
Par exemple, une batterie ne stocke pas d'électricité mais convertit de l'électricité en énergie chimique. Cette réaction étant réversible, elle peut restituer de l'électricité.
Détaillons un peu, c'est aisé à comprendre :
Si je stocke un litre d'essence (dans de bonnes conditions) quand je l'utiliserai, je retrouverai un litre. C'est un vrai stockage, il est neutre, je retrouve tout ce que j'ai mis de côté, sans conversion, sans perte et sans limite de temps (dans la mesure du raisonnable).
Si l'électricité ne se stocke pas, l'énergie, elle, peut se stocker et ceci de plusieurs façons.

5.3.1 - MOYENS CHIMIQUES ET ELECTROCHIMIQUES

C'est une réaction chimique réversible, c'est le cas des batteries, de l'hydrogène par électrolyse (ce moyen est une hérésie car le rendement global est à peu près de 25% : en utilisant 4 kWh d'électricité on restitue un seul KWh électrique, si cet hydrogène est utilisé dans un moteur thermique le rendement est pire et tombe à 10%).

À noter que l'hydrogène utilisé dans les transports est, en général, un hydrogène dit 'gris', fait à partir de 'cracking' de gaz naturel, car la consommation d'énergie est infiniment plus faible que par électrolyse.

Les possibilités sont très nombreuses. Une vieille promesse nous est faite d'un bond technologique qui va concevoir une batterie idéale (légère, pas chère, fiable, pas dangereuse, solide, durable, à forte capacité, …). Attendons. Pour l'instant les progrès sont assez ridicules par rapport aux investissements colossaux en recherche et développement.

Aujourd'hui de prix des batteries est :

> https://www.idex.fr/le-blog/batterie-de-stockage-solaire-prix-usages-et-retour-sur-investissement :
>
> Le prix d'une batterie de stockage solaire industrielle se situe généralement entre 250 000 et 350 000 € par MWh installé, services inclus. Ce coût comprend la batterie **lithium-ion**, l'intégration au site, le pilotage énergétique, la maintenance et les garanties de performance. Le prix dépend de la capacité, de la technologie et des usages (autoconsommation, arbitrage, services réseau).

5.3.2 - MOYENS PHYSIQUES

1. L'inertie est un moyen simple : on entraîne en rotation un très lourd volant d'inertie, l'énergie ayant servi à l'entraîner peut être restituée au ralentissement du volant. Mais il faut entretenir cette rotation, c'est inimaginable sur une longue durée mais utile pour gérer des à-coups ponctuels.

2. L'air comprimé est aussi un moyen de stockage, mais limité à de faibles volumes. Ce n'est pas exempt de risques vu les fortes pressions mises en œuvre.

3. autre technique extrêmement intéressante, le STEP hydraulique (Station de Transfert d'Energie par Pompage). Le principe est basé sur un barrage de type moyenne ou haute chute, mais l'astuce est d'avoir des turbines génératrices pouvant fonctionner à l'envers, c'est-à-dire remonter de l'eau vers le haut ! Le principe est d'utiliser de l'électricité à faible valeur (la nuit ou lors de surproduction) pour remonter l'eau et la turbiner pour faire de l'électricité uniquement dans les moments critiques de forte demande, quand l'électricité est très chère. Le rendement énergétique est mauvais mais économiquement c'est merveilleux. Il existe en France six STEP. Il est difficile de généraliser ce type

d'installation car les sites qui n'ont pas été conçus dans ce but ne sont pas du tout adaptés, tous les équipements devraient être changés, et c'est rarement possible. Le STEP le plus puissant d'Europe se situe à Grandmaison au-dessus de Grenoble, il est équivalent à deux réacteurs nucléaires et prend sa pleine charge en trois minutes mais le barrage du haut va se vider très vite. C'est puissant, c'est rapide mais ça ne dure pas longtemps, c'est un comme un booster de batteries !
La puissance de ces six STEP est un peu inférieure à 5 GW (soit l'équivalent de 5 réacteurs nucléaires), pour une quantité d'énergie stockée de 22GWh (peut fournir 2,2 GW pendant 10 heures, l'équivalent d'un réacteur nucléaire pendant un jour)

5.4 - COURANT CONTINU ET ALTERNATIF

5.4.1 - COURANT CONTINU

Pour faire simple, on a un + et un -, les électrons vont toujours dans le même sens. C'est le cas des piles, des batteries, des dynamos, tout ce qui est électronique, autrefois les gros moteurs ayant besoin d'un très gros effort au démarrage. Avant les progrès de l'électronique, c'était le moyen le plus simple d'avoir des moteurs à vitesse variable. Certaines éoliennes l'utilisent: à cause de la vitesse de rotation qui varie en fonction de la force du vent.

5.4.2 - COURANT ALTERNATIF

C'est massivement le plus utilisé. Dans ce cas le + et le - sont inversés 50 fois par seconde, c'est notre fréquence (les USA sont à 60). Parmi les grands avantages par rapport au courant continu, il est facile de modifier la tension à l'aide de transformateurs. Notre réseau utilise du 400 000, du 225 000, du 63 000, du 20 000, du 5 000, du 1 500 et du 240V, entre chaque niveau il faut un transformateur.
Le courant alternatif peut être monophasé (un fil pour la phase et un pour le neutre), adapté pour les petits consommateurs ou triphasé (trois fils de phase avec ou sans neutre). Le triphasé est utilisé pour les gros consommateurs et dans tous les réseaux de transport et de distribution. C'est bien entendu le cas pour notre projet, d'où les trois câbles installés par RTE.

5.4.3 - PASSAGE ENTRE ALTERNATIF ET CONTINU

L'électronique de puissance nous permet aujourd'hui de passer facilement de l'un à l'autre.
Le passage de l'alternatif au continu se fait à l'aide de redresseurs et de filtres.
Le passage du continu à l'alternatif se fait à l'aide d'onduleurs.
Mais ces convertisseurs induisent des pertes.

En alternatif, si les tensions sont fixes, il est facile de modifier la tension à l'aide de transformateurs. En continu c'est beaucoup plus difficile avec de fortes puissances.
Les éoliennes sont à vitesse variable, ce qui les empêche d'être directement synchronisées sur le réseau alternatif, elles utilisent des convertisseurs de fréquence.

5.4.4 - STABILITE DU RESEAU

La stabilité des réseaux est fondamentale et assez complexe à réaliser.
La volatilité de l'électricité oblige (hormis les conversions stockage qui sont extrêmement marginales) à avoir un strict équilibre entre l'offre et la demande. Comme le fournisseur d'électricité a peu de moyens pour faire varier la consommation instantanée, c'est à lui d'adapter sa production. Ceci est un exercice d'équilibre permanent qui nécessite un savoir-faire de très haut niveau. La grosse difficulté consiste à réagir extrêmement rapidement à la moindre sollicitation (et sans sur-réagir).
En effet les énormes moyens de production et tout particulièrement les centrales nucléaires ont des temps de réaction très lents, de l'ordre de 10% à l'heure ! Aller plus vite 'fatigue' tous les systèmes mécaniques, hydraulique, tuyauteries, etc.). Tout l'art réside dans une programmation prévisionnelle très précise ; ceci fonctionnait remarquablement jusque dans les années 2000 – 2010.
La déstabilisation de cette mécanique précise est apparue avec les énergies intermittentes et les sautes d'humeur de dame nature. En plus de la gestion des unités de production, les fournisseurs ont quelques moyens de manœuvre dans les situations critiques : modifier (très légèrement) la tension voire la fréquence, si ce n'est pas suffisant, procéder à des délestages partiels. Si la situation n'est pas maîtrisée, c'est le 'shut down' automatique : tout s'arrête. Cf la panne géante du 28 avril 2025 dans la péninsule ibérique et dans le sud-ouest de la France.

Panne du 28 avril 2025
vue par satellite

Black-out en Espagne
Portugal et Andorre



Quand ça commence à flancher, les sécurités agissent très rapidement, si elles sont insuffisantes, c'est un phénomène d'avalanche qui paralyse un réseau national en quelques secondes.

Un élément qui permet d'assurer la stabilité à court terme est l'inertie, qui permet de lisser les à-coups. Cette inertie est en partie due aux alternateurs qui sont de très lourdes machines tournantes. Hors solaire, tous les parcs français de production sont constitués d'alternateurs. Les éoliennes, en raison de leur faible vitesse de rotation (20 tr/min maximum pour 300m de diamètre), ont une inertie faible car l'inertie varie par rapport au carré de la vitesse. Ceci explique en partie le black-out espagnol du 28 avril 2025, quelques nuages, quelques rafales de vent et c'est l'emballement qu'une inertie faible ne peut pas contrer.

5.5 - CONTEXTE INTERNATIONAL

La Commission Européenne a imposé en 1997 à la France la fin du monopole d'EDF et le démantèlement du groupe entre production / transport / distribution. Nous évoquions plus haut la difficulté d'ajuster l'offre à la demande, qui n'est déjà pas simple quand il n'y a qu'un seul fournisseur, mais qu'en est-il s'ils sont plusieurs et peuvent avoir des intérêts divergents ? La qualité du produit fourni et la rentabilité peuvent par exemple être contradictoires. Ajoutez à cela la solidarité inter-étatique, qui peut aussi bien aider à la stabilité ou induire une instabilité.

La politique énergétique allemande a poussé à l'abandon du nucléaire, remplacé par du solaire et de l'éolien, les variations de la météo étaient compensées par des centrales à gaz dont la réaction est très rapide. Mais ce gaz était du gaz russe pas cher. L'évolution géopolitique récente a conduit à la coupure

quasi-totale de l'approvisionnement en gaz russe, remplacé par du gaz de schiste liquéfié américain beaucoup plus cher. La facture électrique du consommateur allemand a explosé puis s'est un peu stabilisée, mais reste très fluctuante et très coûteuse. De puissant lobbies tentent de conduire en France une politique comparable à celle de l'Allemagne, alors que les données sont très différentes.

Il faut noter aussi un très fort ressentiment des Allemands, qui considèrent que le moindre coût de l'énergie en France est une entorse à la libre concurrence.

Depuis les années 2010, la transposition de directives européennes a donné naissance à la CRE (Commission de régulation de l'énergie) et à l'intégration de la France dans le marché SPOT[1] de l'électricité qui calcule le prix de l'électricité sur le coût marginal, c'est-à-dire sur le prix le plus élevé.

Alors que la France avait le prix de revient à la production le plus faible d'Europe, cet alignement des prix européens a eu pour conséquence d'augmenter fortement la facture des consommateurs (plus du double en 15 ans) alors que les coûts de production n'ont pas significativement changé, en raison d'une faible dépendance aux produits importés.

Depuis l'intégration massive des énergie intermittentes, le montant des factures s'envole à nouveau et si le PPE3 (Plan Pluriannuel de l'Energie) est adopté en l'état, il est raisonnable de penser qu'un nouveau doublement aura lieu dans les dix prochaines années.

EN RESUME :

La France subit une double contrainte avec d'un côté ne bureaucratie bruxelloise hors sol et un activisme allemand qui encourage et finance des lobbies. Et le tout est encouragé par une bien-pensance idéologique.

5.6 - TAUX DE RETOUR ENERGETIQUE

Le taux de retour énergétique ou TRE — les acronymes anglais : EROEI, « Energy Returned On Energy Invested », ERoEI, ou *EROI*, « Energy Return On Investment » est l'énergie utilisable acquise à partir d'un vecteur énergétique, rapportée à la quantité d'énergie dépensée pour obtenir cette énergie pour le cycle de vie complet (construction, installation, maintenance et démantèlement.).

[1] Le prix spot représente la valeur de l'électricité négociée pour une livraison immédiate ou à très court terme sur les marchés de gros. Contrairement aux contrats à terme, les transactions spot concernent l'énergie qui sera produite et consommée dans un futur proche, généralement dans les 24 à 48 heures.

Plusieurs modèles de TRE existent, mais dans tous les cas le TRE solaire est mauvais et le TRE éolien est médiocre :

Sources d'énergie	TRE Cleveland[3]	TRE Elliott[4]	TRE Hore-Lacy[5]	TRE (Autres)
Énergie nucléaire	**5 - 100**	**5 - 100**	**10 - 60**	**< 1**[9]
Énergies renouvelables				
Biomasse		**3 - 5**	**5 - 27**	
Énergie hydroélectrique	**11,2**	**50 - 250**	**50 - 200**	
Énergie éolienne		**5 - 80**	**20**	
Énergie solaire - Énergie solaire thermique - Photovoltaïque conventionnel - Photovoltaïque à couches minces	**4,2** **1,7 - 10**	**3 - 9**	**4 - 9**	**20 - 52**[10],[11]

L'éolien a un **retour énergétique faible**, il est très sensible aux coûts de maintenance et aux matériaux.

5.7 - PARAMETRES DE PUISSANCE DES EOLIENNES

La puissance nominale d'une éolienne est directement liée au carré de la surface balayée par les pales.

La puissance fournie par une éolienne est liée au cube de la vitesse du vent :

- Vent < 11 km/h : pas de production
- Vent de 11 à 35 - 60 km/h selon modèle : croissance cubique de 0 à 100%
- Vent de 35 - 60 km/h à 90 – 100 km/h selon modèle : production à 100%
- Vent > 90 – 100 km/h selon modèle : arrêt de l'éolienne

6 - PROJET BRETAGNE SUD

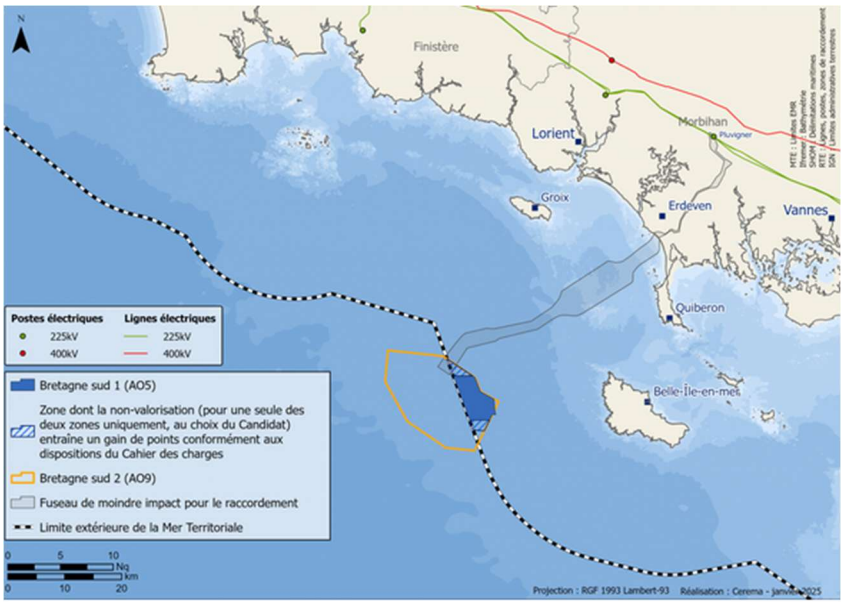
6.1 - LES RESPONSABLES DU PROJET

Source CNDP : https://www.debatpublic.fr/construction-de-deux-parcs-eoliens-flottants-au-large-de-la-bretagne-sud-et-leur-raccordement-448

- Ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES) ↗
- Réseau de Transport d'Électricité (RTE) ↗
- Association étroite de la Région Bretagne

6.2 - LOCALISATION

Le projet de parc éolien flottant au large du Morbihan a fait l'objet de deux appels d'offre : Bretagne sud 1 (AO5) et Bretagne sud 2 (AO9).



Le projet AO5 au large de Belle-Ile (en bleu sur la carte) a été attribué le 15 mai 2024 à **Pennavel**, consortium composé des sociétés Pennavel, Elicio, et BayWa r.e.

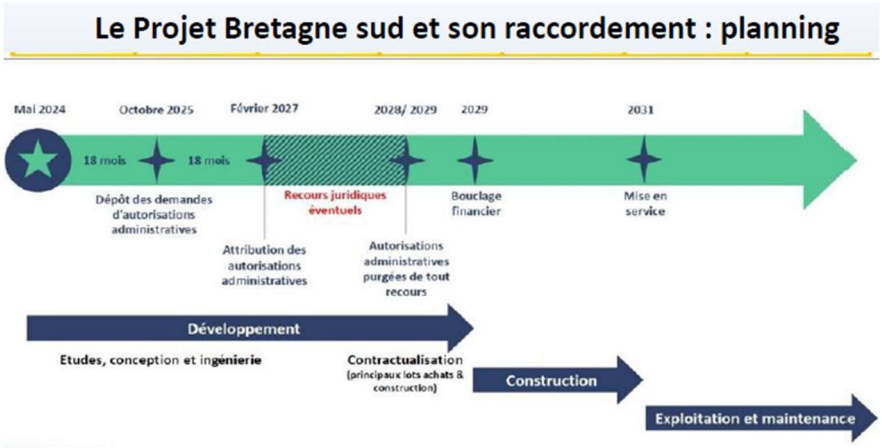
Pennavel est une société de droit français, Elicio est une société belge, Bay WA.r.e est une société allemande.

Il faut ajouter l'atterrage et le poste fixe en mer, réalisés par RTE.

A noter que RTE a commencé le dévoiement des réseaux à Erdeven en prévision du passage des câbles THT.

6.3 - DATES

17 juillet 2024 : Lancement de la procédure de mise en concurrence pour le second parc AO9, contour orange sur la carte.

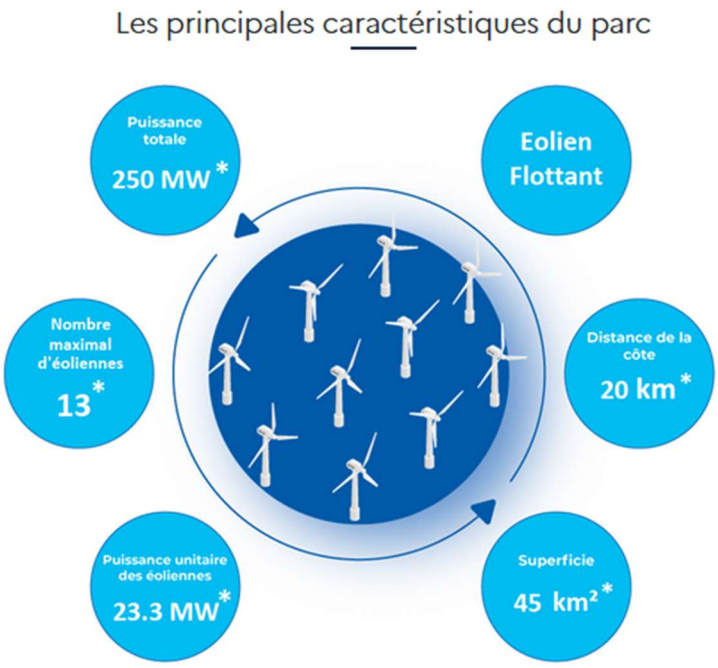


6.4 - PRIX DE RACHAT

Le prix de rachat du MWh a été fixé contractuellement à 86,45€.

A noter que le prix du MWh produit par le parc de Saint-Brieuc est de 190 € environ. Les écarts de prix restent inexpliqués.

https://www.eoliennesenmer.fr/facades-maritimes-en-france/facade-nord-atlantique-manche-ouest/projet-en-bretagne-sud/bretagne-sud-1



PENNAVEL (GPMT des entreprises Elicio BayWa r.e.

Elicio est un producteur d'électricité renouvelable d'origine belge, spécialisé dans l'éolien terrestre et en mer.

BayWa r.e. est un développeur allemand de projets d'énergies renouvelables (éolien, solaire, etc.), très présent en France. La société mère BayWA est plombée par ses filiales inscrites dans le renouvelable, son cours de 26,95 € le 25 novembre 2022 a été divisé par 12 pour tomber à 2,38 € le23 décembre 2025. Face à ces difficultés BayWa a du être refinancée par le fonds suisse EIP (Energy Infrastructure Partners).



6.5 - DIRIGEANTS LEGAUX DE LA SOCIETE PENNAVEL

Emmanuel Van Vyve : Président de la société Pennavel, représentant la partie Elicio.



- **Felipe Cornago** : Président du conseil d'administration et directeur général / administrateur, représentant la partie BayWa r.e.



-
- **Jerome Hilt** ingénieur expert en infrastructures maritimes et éolien offshore, nommé directeur de projet de Pennavel en mai 2025. Il pilote l'exécution opérationnelle du parc éolien flottant en Bretagne Sud

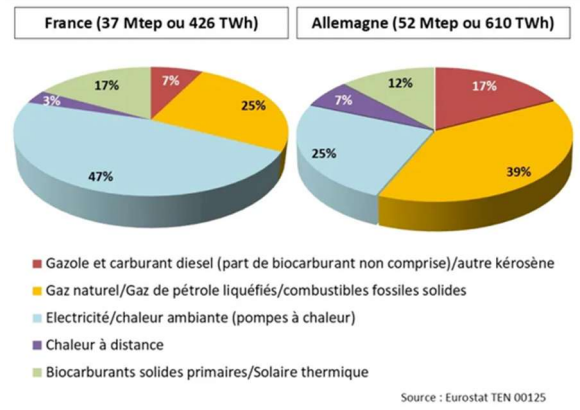


- **ERNST & YOUNG Audit** : Commissaire aux comptes titulaire de la société

7 - ÉOLIEN ET BESOINS EN ELECTRICITE

7.1 - ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ENERGIE

La volonté politique (nationale et européenne) est d'augmenter la part de l'électricité dans la consommation afin de diminuer la dépendance aux importations et de réduire la production de GES. Cette volonté est, en France plus difficile à mettre en œuvre car la part de l'électricité est historiquement pus importante que chez nos voisins. Ceci est du a des prix historiquement bas. Pour le chauffage en particulier les autres pays utilisaient peu l'électricité.



Pour l'Allemagne il est plus facile de réduire les 56% d'énergie fossile que pour la France où elle ne représente que 32%

Les mêmes constations peuvent être faites dans les autres secteurs.

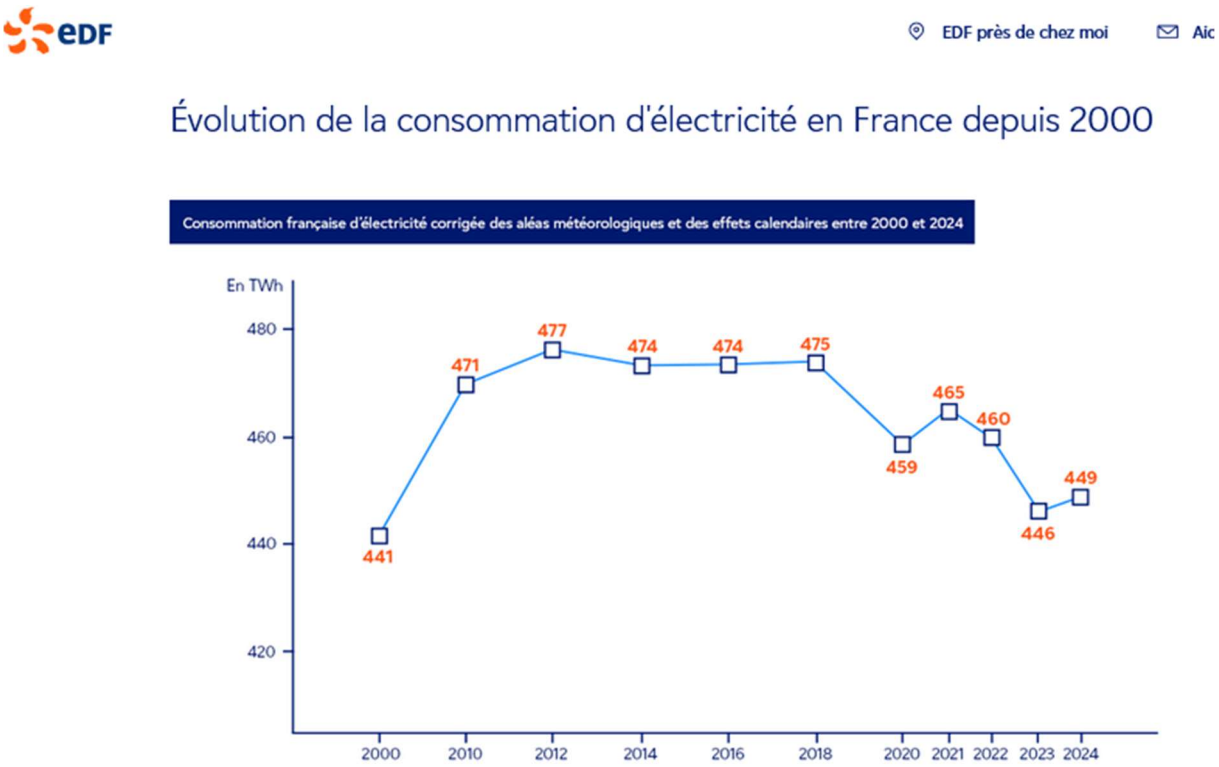
7.2 - ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION ELECTRIQUE

L'un des arguments pour développer les éoliennes est l'augmentation du besoin d'électricité. Avec des augmentions de 30 à 50% dans les deux décennies qui viennent, RTE envisage 8 scénarios qui tournent tous autour de 630 TWh pour l'année 2050. L'académie de technologie prévoit 840 TWh mais l'association MégaWatt, qui promeut la décroissance, prévoit une baisse substantielle.

Ces éléments sont extraits d'un article :

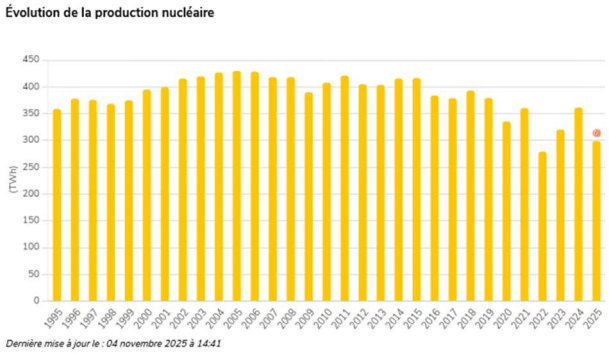
https://www.connaissancedesenergies.org/quelle-consommation-delectricite-en-france-en-2050-la-bataille-des-chiffres-241104

Personne ne sait ce qui se passera dans 25 ans, inutile de se précipiter pour ajouter des moyens de production qui seront en fin de vie en 2050 (durée de vie d'une éolienne 20 à 25 ans), sachant en plus qu'ils sont assez rapides à mettre en place, il est donc urgent d'attendre.



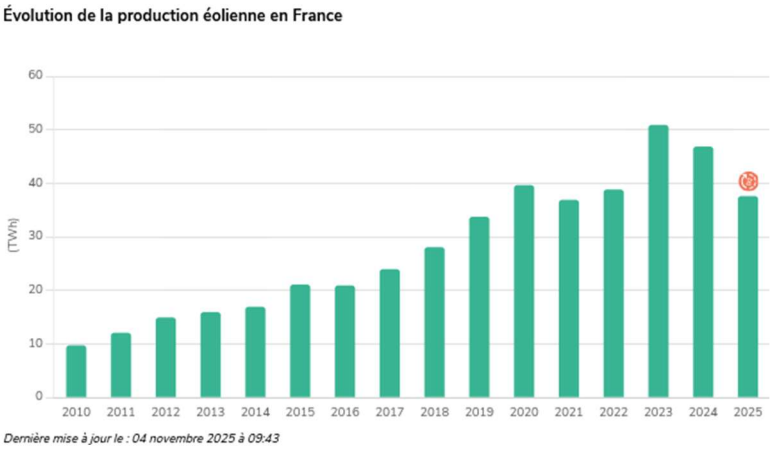
Nous constatons que de 2010 à 2018 la consommation est à peu près étale, qu'elle chute ensuite pour légèrement repartir en 2024. La consommation est inférieure d'une trentaine de TWh. Sachant qu'antérieurement nos centrales ne fonctionnaient pas au maximum de leur possibilité (voir ci-après) nous avons un potentiel d'augmentation sans avoir à ajouter de l'intermittent.

En 2025 c'est 92,3 TWh (à peu près 20% de la production électrique française) qui a été exportée. L'excédent exporté est de 92 TWh (import 12, export 101) et a rapporté 5 milliards d'€. Ceci donne une moyenne de vente à 55,5€ le MWh ce qui semble peu élevé (le prix spot moyen est de 61€/MWh), donc en moyenne on exporte à perte !



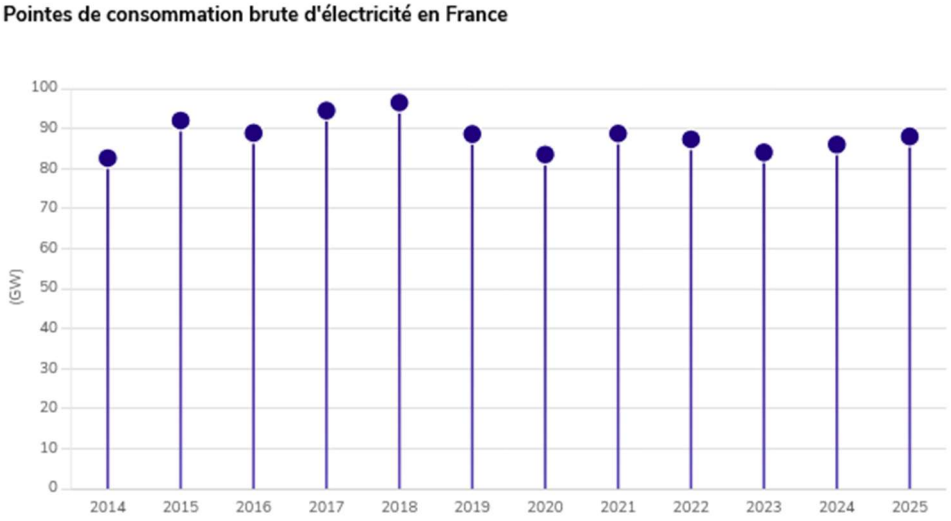
https://analysesetdonnees.rte-france.com/production/nucleaire

Par rapport à 2004 – 2005 la production nucléaire est en 2024 inférieure d'environ 75 TWh (425 contre 360)



https://analysesetdonnees.rte-france.com/production/eolien

Malgré une augmentation du parc installé, en 2024 la production éolienne a diminué, à cause d'une année peu venteuse.



Nous constatons ici que les pointes de consommation ont diminué depuis 2019, restent autour des 90 GW. Cela signifierait que le besoin ne dépasse pas les 100 GW, alors que la puissance installée est de 150 GW.

Maximum consommation 2025 = 87716 le 14/1/25

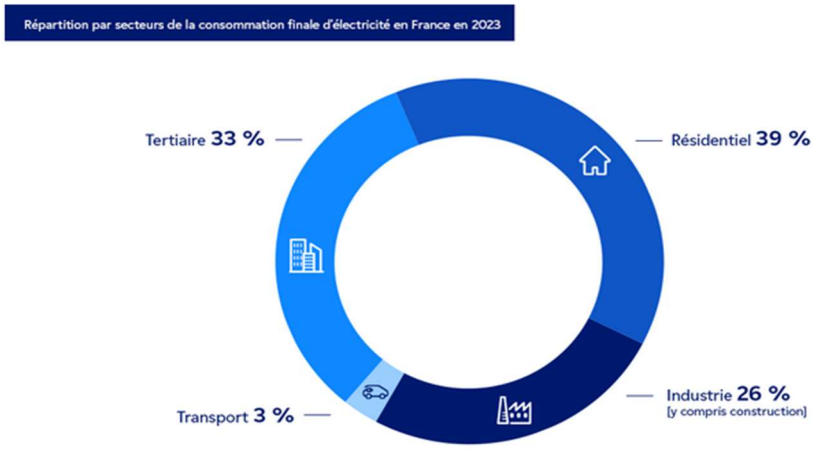
Maximum consommation 2026 = 91228 le 6/1/26 à 10h30 (éolien 2%, solaire 3%)

A ce jour, les pointes de consommation de 2012 (102GW) et 2018 (98GW) n'ont pas été atteintes.

La consommation électrique par secteur d'activité n'est pas très facile à trouver et peut donner des chiffres assez éloignés d'un site à l'autre.

Ci-dessous source https://www.edf.fr/groupe-edf/comprendre/electricite-au-quotidien/usages/consommation-electricite-en-chiffres

Répartition de la consommation d'électricité en France par secteurs d'activité



Il est à remarquer que les promoteurs de l'éolien avancent des chiffres calculés sur la consommation résidentielle (particuliers). Or, les foyers domestiques ne représentent que 39% du total consommé. Pour 2025 la consommation moyenne d'un particulier est estimée à 2,2MW mais si on divise la consommation totale de 449 TWh pour 68 millions d'habitants on trouve 6,6 MW

2 223 kWh

En France, la consommation moyenne d'électricité par personne est de 2 223 kWh par personne et par an[3]. De son côté, l'INSEE estimait en

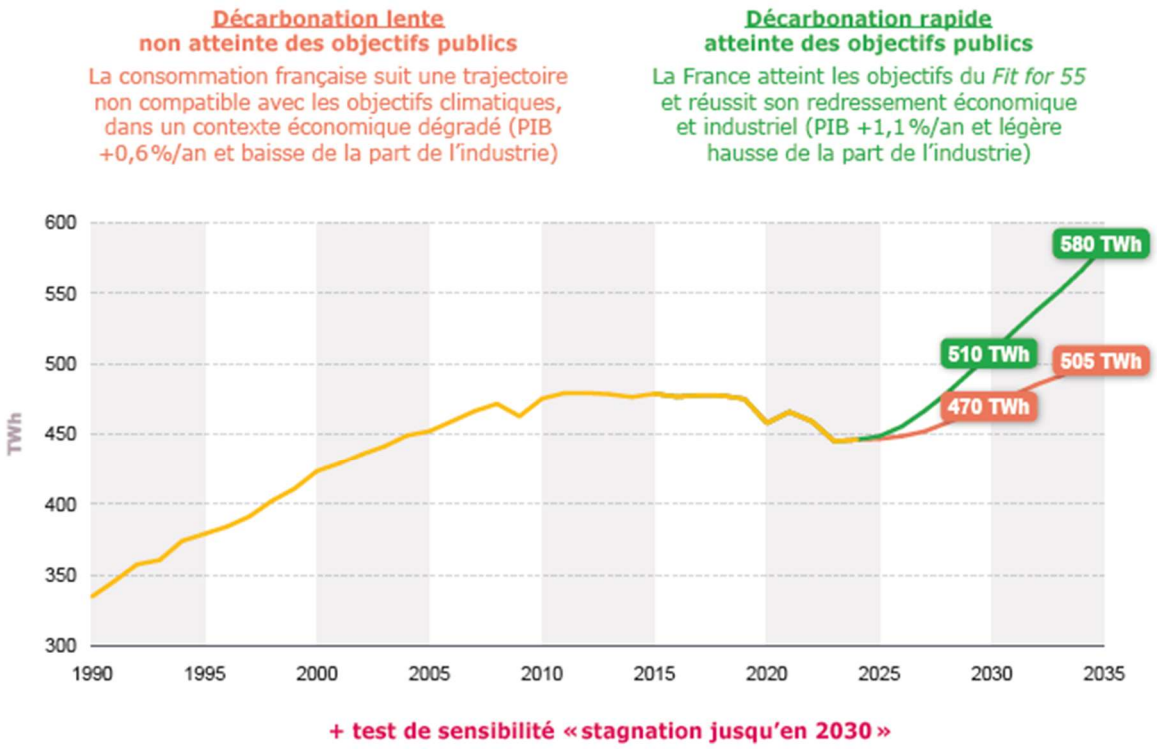
Ces pourcentages sont des moyennes annuelles qui ne reflètent pas les aléas de la consommation.

EN RESUME

Ce qui se passera dans 25 ans, personne ne le sait. Il est alors absurde de construire aujourd'hui des moyens de production dont on ne connaît pas encore l'utilité, et qui seront démantelés avant 2050 à cause de leur faible durée de vie. Au pire il est urgent d'attendre.

7.3 - PREVISIONS D'EVOLUTION

Figure 4 Trajectoires de consommation intérieure d'électricité étudiées dans le Bilan prévisionnel 2025



In Bilan prévisionnel RTE p.11 https://assets.rte-france.com/prod/public/2025-12/2025-12-09-BP2025-resume-executif-synthese.pdf

7.4 - CONSOMMATION PAR HABITANT

Ce point doit être un peu éclairci car les usines éoliennes en mer rapportent toujours leur production à une fraction de la population locale :

Saint Brieuc	Fécamp	Guérande
Équivalent de la production 9 % de la consommation de la Bretagne **835 000 personnes**	**Équivalent de la production** 60 % de la consommation des habitants de Seine-Maritime **770 000 personnes**	**Équivalent de la production** 20% de la consommation électrique de Loire Atlantique, soit **700 000 personnes**

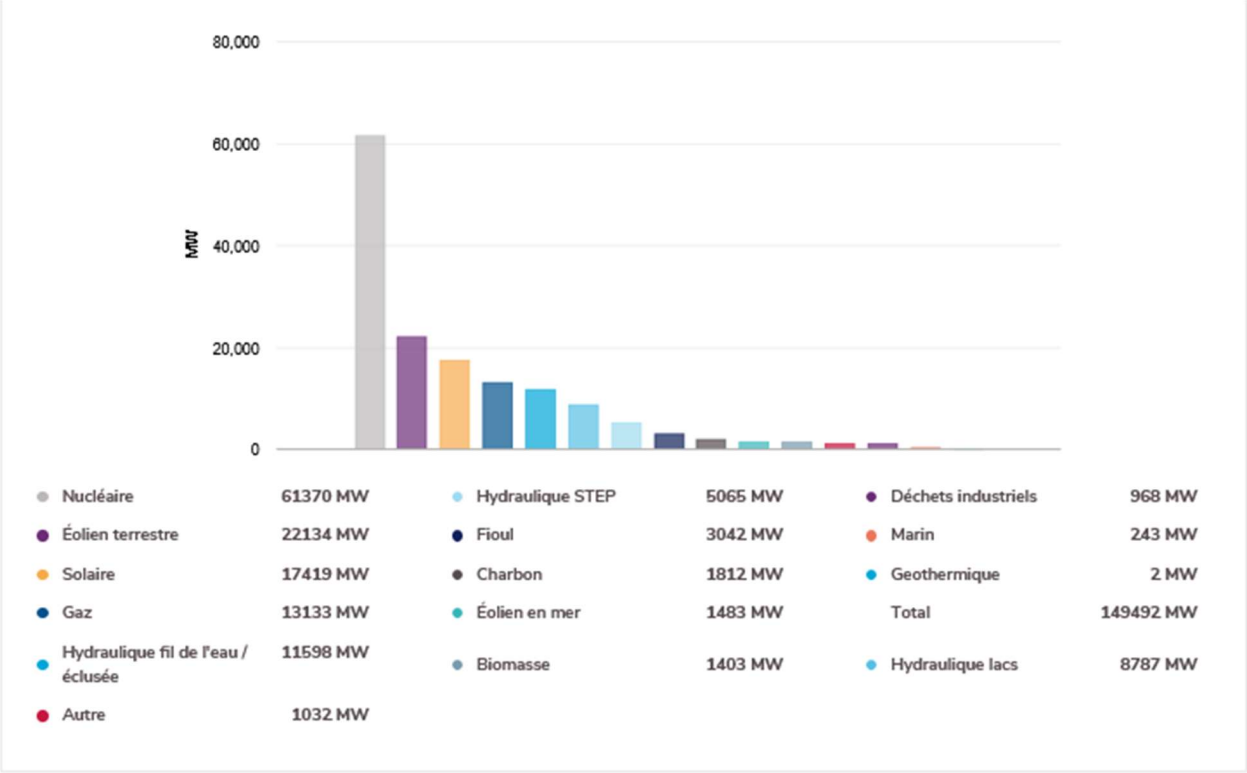
ENGIE Particuliers
https://particuliers.engie.fr › ... › Conseils tarifs electricite

Consommation électricité par personne : repères et chiffres

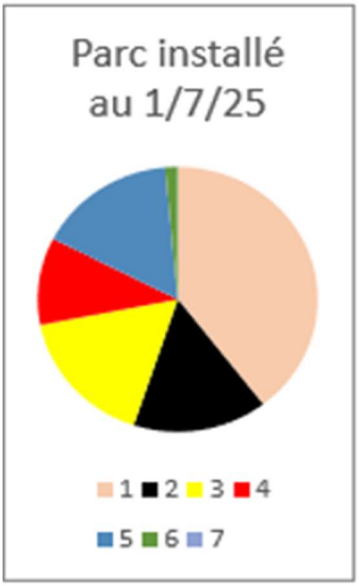
En France, la consommation moyenne d'électricité par personne est de 2 223 kWh par personne et par an(3). De son côté, l'INSEE estimait en 2020, la taille ...

La consommation 2025 étant de 450 TWh pour 66 millions d'habitants, ceci donne une consommation moyenne de 6 820 kWh, pourquoi un tel écart avec les chiffres de l'INSEE (bien que de 2020 les grandeurs restent similaires) ? La raison est simple L'INSEE dans son chiffre ne prend en compte que l'électricité du secteur résidentiel et n'intègre pas les secteurs industriels, tertiaire, transport, agriculture et besoins collectifs. Donc quand l'usine de Guérande alimente 700 000 personnes, ces personnes ne travaillent pas, ne se déplacent pas, ne mangent aucuns produits agricoles et ne bénéficient d'aucuns services collectifs. Est-ce bien réaliste de ce limites ainsi ? La réalité devrait des populations divisées par 3 !

7.5 - NOTRE PARC DE PRODUCTION INSTALLE



Source : éCO2Mix	Parc installé MW	%
Nucléaire	62 990	40%
Eolien	*24 730*	16%
Solaire	*26 780*	17%
Thermique	16 934	11%
Hydraulique	25 524	16%
Bio	2 266	1%
Import		
Total	159 224	100%
Export / pompage		
Total consommé		



Il faut noter que le parc de production installé est de presque 150 GW pour une consommation maximale inférieure à 90 GW. L'intermittent (solaire + éolien) représente plus de 50 GW le nucléaire presque 63 GW. Dans ces 150 GW les deux-tiers sont mobilisables au besoin (nucléaire, thermique, la majorité de l'hydraulique et du bio) et le tiers restant est lié aux conditions météo (solaire, éolien une partie de l'hydraulique et du bio).

Le parc installé le plus important est le nucléaire avec presque 60 GW pour 58 réacteurs répartis dans 18 centrales1. La puissance moyenne d'un réacteur est de presque 1 100 MW. Gardons cette grandeur en tête pour permettre des comparaisons

Si on cumule les intermittents (solaire + éolien) nous avons, en puissance le deuxième parc installé avec plus de 50 GW et il augmente en permanence. Comparé à la puissance moyenne d'un réacteur nucléaire ces 50 MW équivalent à 46 réacteurs.

Le troisième parc installé en puissance est l'hydraulique avec plus de 25,5 GW. C'est l'équivalent de 23 réacteurs. Il faut toutefois noter que noter que l'hydraulique comprend deux types d'installation au fonctionnement très différent en simplifiant à l'extrême :

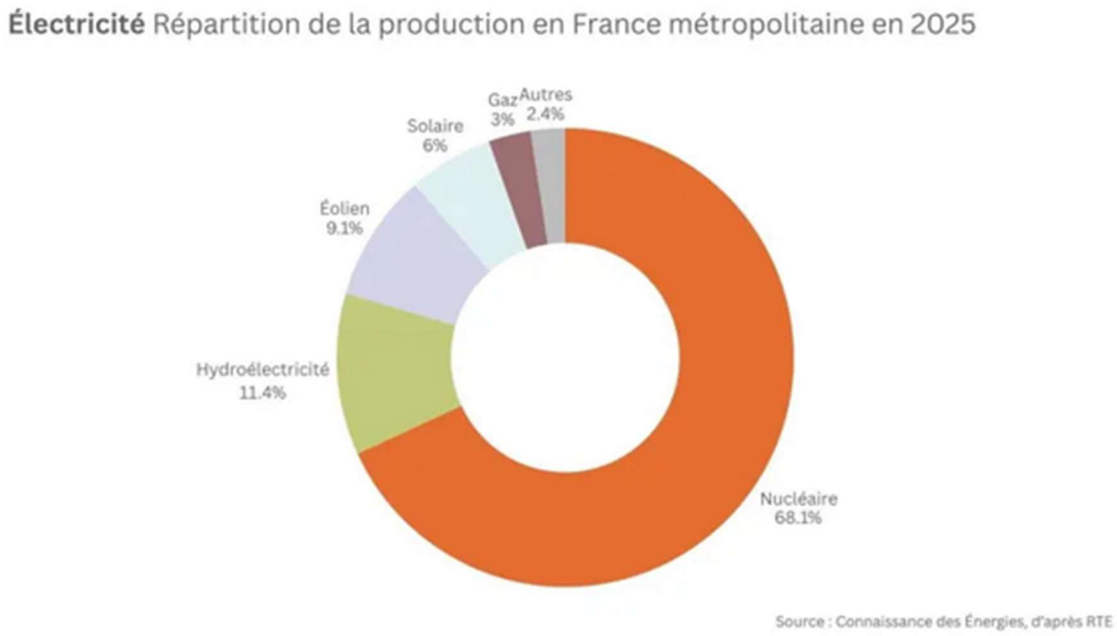
- Les installations au fil de l'eau qui débitent en permanence et sont très régulière
- Les installations de haute chute qui sont principalement 'appelées' dans les moments critiques des pointes de consommation quand l'électricité est très chère.

Le quatrième parc est le thermique fossile (gaz, fioul, charbon) avec 17 GW, équivalent à 16 réacteurs. Une caractéristique de ce parc est son aptitude à démarrer (et s'arrêter) très vite : une turbine à gaz peut être à 100% en deux minutes. Ce parc était historiquement utilisé presque exclusivement dans

les cas extrêmes : pointe de consommation, défaillance d'une installation majeure. Aujourd'hui il est beaucoup plus utilisé pour pallier les sautes d'humeur de l'intermittent, on garde en permanence « du thermique » en service pour pouvoir l'arrêter très vite si un coup de vent augmentait subitement la production des éoliennes.

Il peut être plus 'parlant' de parler en équivalent réacteurs nucléaires qu'en MW ou en GW, nous utiliserons plus loin cette analogie.

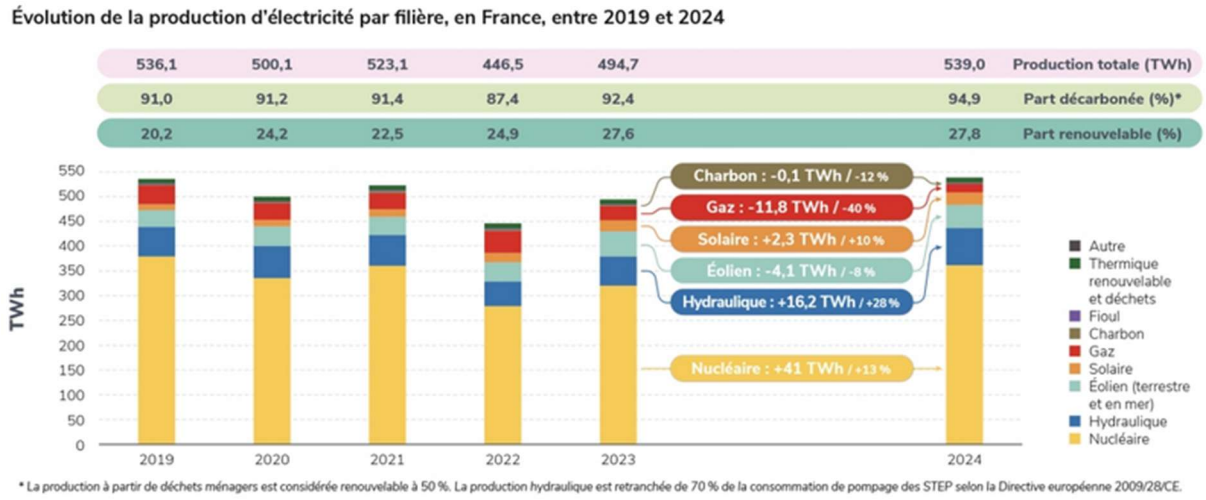
7.6 - PRODUCTION PAR FILIERE



7.7 - L'EOLIEN ET LES GAZ A EFFET DE SERRE (GES)

Voici l'argument massue : L'éolien lutte contre les gaz à effet de serre (le CO2 en particulier)





Le graphique ci-dessus nous indique la part décarbonée de la production française, toujours dans la fourchette 91 – 95%, il est difficile faire mieux. Répétons-le : la France est le plus vertueux des principaux pays producteurs.



En 2025 La moyenne de production de CO2/kWh est de 19g

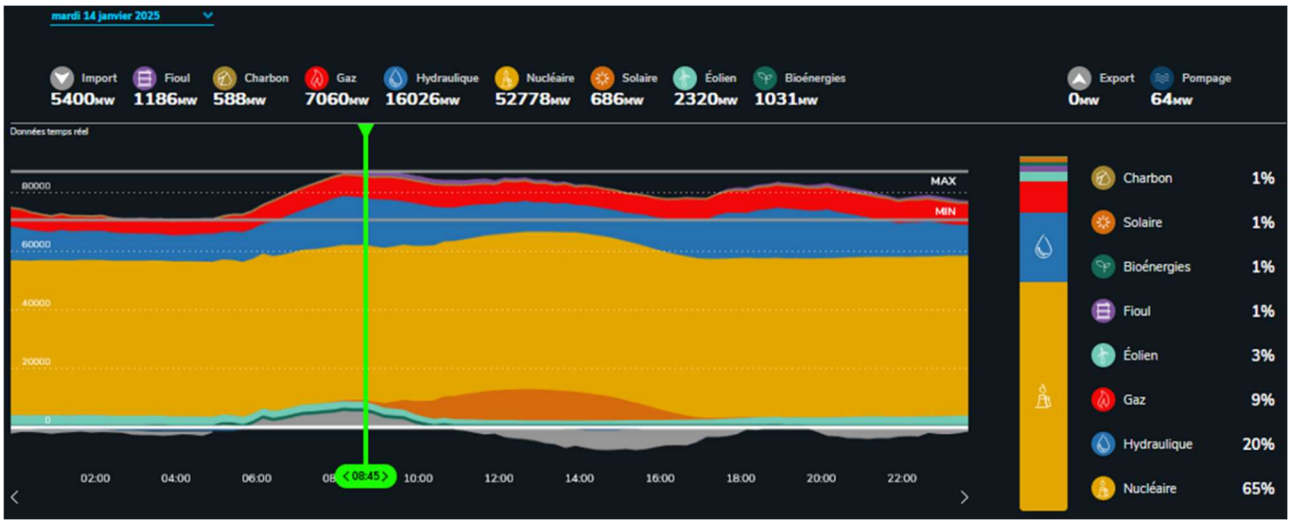
Les énergies intermittentes sont prioritaires donc qu'on en ait besoin ou pas RTE doit les prendre. Une difficulté réside dans leur grande variabilité, un coup de vent ou un nuage peut très rapidement faire varier la consommation dans des proportions très importantes. Cette variation est beaucoup plus rapide que le temps de réaction des centrales nucléaires qui ont été conçues pour des variations lentes et programmées à l'avance. Ça ne fonctionne pas à grands coups d'accélérateur ou de frein. La variation admissible normale est de 10% par heure

7.8 - L'ELECTRICITE EN TEMPS REEL

Le site ECO2MIX de RTE permet de suivre en temps réel la production d'électricité. Ce site présente également l'historique de la production par filière, les importations et exportations, et les prix.
La mise à jour est faite tous les quarts d'heures.
Le site Electricity maps montre les échanges internationaux avec les quantités, les prix et le CO2 produit.

7.9 - ANALYSE D'UN JOUR DE POINTE

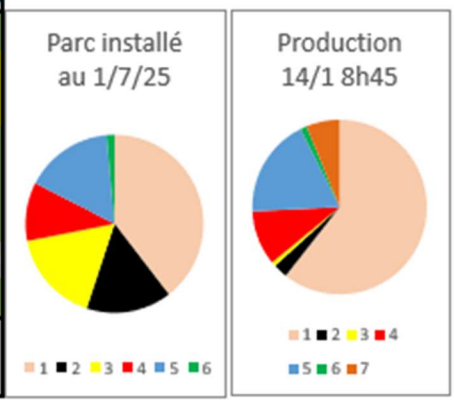
Les jours de plus forte consommation (appelés jour de pointe) sont toujours en janvier ou en février. Ces jours correspondent aux périodes de froids intenses, dus à un phénomène météorologique tout à fait classique : l'anticyclone, dont l'une des caractéristiques est l'absence de vent. Pour 2025, le pic de consommation est le 14 janvier à 8h45 avec 87 GW, voyons ce qui s'est produit ce jour-là.



https://www.msn.com/fr-fr/finance/autres/l-%C3%A9lectricit%C3%A9-%C3%A0-prix-n%C3%A9gatif-les-ponts-de-mai-font-disjoncter-le-march%C3%A9/ar-AA1EByK8?ocid=hpmsn&cvid=7cc41795d76644e5ba1cfdc7e92fec7a&ei=56

8h45 : éolien 3% et solaire 1% pour le moment de l'année où en en a le plus besoin !

Source : éCO2Mix	Installé		14/01/2025 à 8h45 (1)		
	MW	%	MW	% filière	% prod
Nucléaire	62 990	40%	52 778	84%	61%
Eolien	*24 730*	16%	*2 320*	9%	2,7%
Solaire	*26 780*	17%	*686*	3%	0,8%
Thermique	16 934	11%	8 834	52%	10%
Hydraulique	25 524	16%	16 026	63%	18%
Bio	2 266	1%	1 031	1%	1%
Import			5 400		0
Total	159 224	100%	87 075		100%
Export / pompage			64		
Total consommé			87 011		



Cette image permet de comparer les proportions du parc installé par filière (à gauche) avec, à droite, la production par filière le 14 janvier à 8h45 : le jaune (solaire) et noir (éolien) sont à peine visibles car ils représentent 3,5% à eux deux. Dans l'après-midi l'éolien est tombé à 2%.

À 8h45 l'éolien fonctionne à 10% de ses capacités, le nucléaire à 86% et l'hydraulique à 96%, qui sont les bons élèves ?

À ce moment les intermittents qui font 3,5% de la production ne produisent que 6% de leur capacité installée. Leurs « GW cumulés représentent moins que la production moyenne de 3 réacteurs

Imaginez une entreprise dont une filiale coûte 26% et produit 4% quand il y a une grosse commande…

Nota : les pointes de production et de consommation ne sont pas obligatoirement simultanées (à cause des exportations et importations

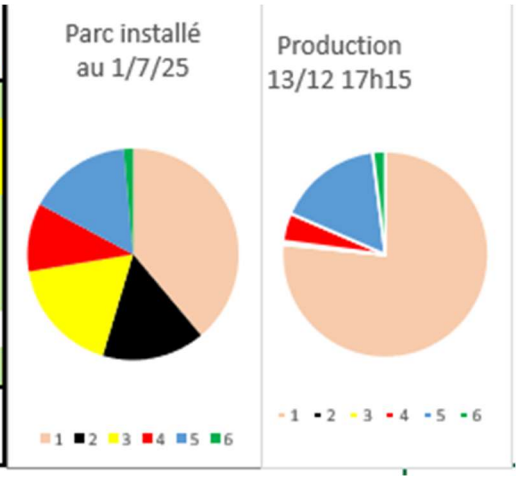
RESUME

L'intermittent est aux abonnés absents quand on en a besoin

(à ce moment-là l'électricité est chère puisque rare)

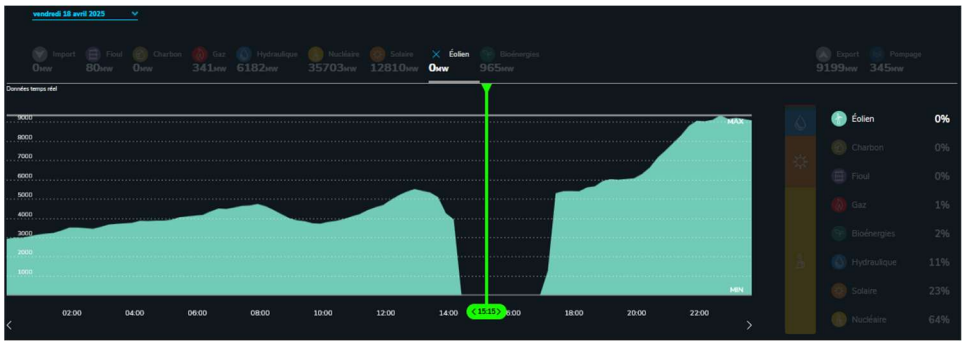
7.10 - PERIODES PEU VENTEUSES

Source : éCO2Mix	Installé		13 / 12 / 2025 à 17h15		
	MW	%	MW	% filière	% prod
Nucléaire	62 990	39%	52 995	84%	77%
Eolien	*25 512*	16%	*97*	0%	0%
Solaire	*28 761*	18%	*256*	1%	0%
Thermique	16 896	10%	3 050	18%	4%
Hydraulique	25 524	16%	11 454	45%	17%
Bio	2 277	1%	1 348	59%	2%
Import					
Total	161 960	100%	69 200		100%
Export / pompage			16 978		
Total consommé			52 222		



Ce 13 décembre 2025 la production éolienne n'a **jamais dépassé 2% durant toute la journée**

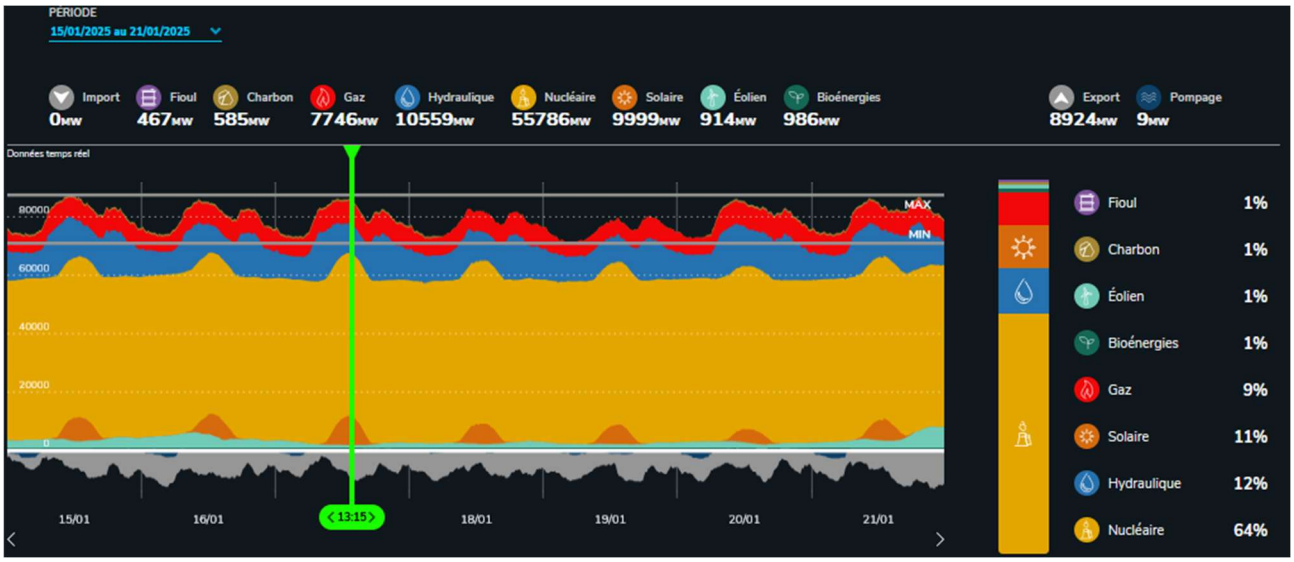
Examinons maintenant un autre jour défavorable aux intermittents : le 18 avril 2025.



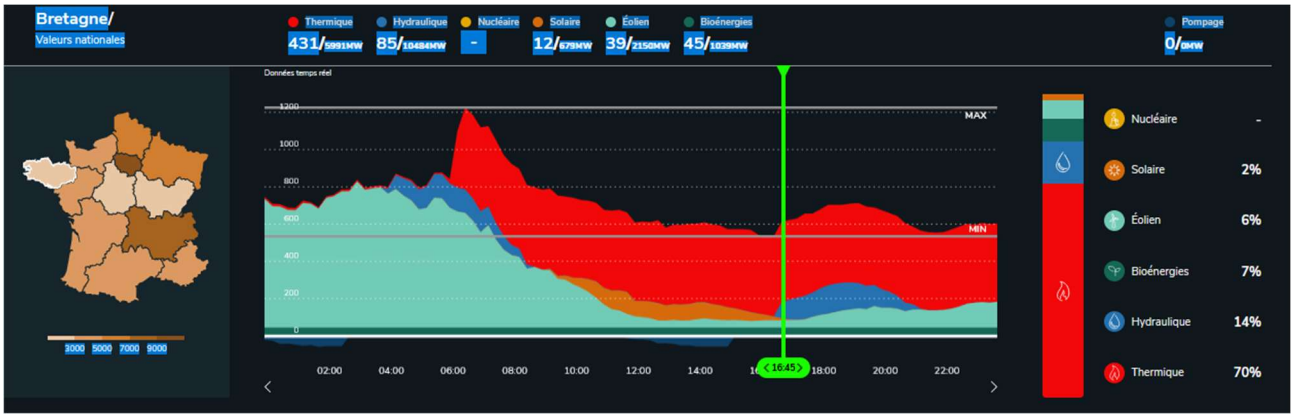
Le 18 avril 2025de 14h30 à 17h, la production d'électricité éolienne est nulle.

Éolien et solaire ne produisent que 1% . Ceux qui ont des abonnements en énergie verte exclusive ne doivent pas avoir chaud … à moins qu'il y ait une petite entourloupe du style volume annuel et non pas production instantanée.

Ce manque de vent peut durer longtemps, comme ci-dessous entre le 15 et le 21 janvier 2025, période très froide mais sans vent. Dans un cas pareil tout stockage d'énergie est dérisoire.



7.11 - LA PRODUCTION EN BRETAGNE



Ci-dessus la production en Bretagne le vendredi 14 décembre 202, à 3h du matin l'éolien produit 93% de la production. À partir de 6h jusqu'à 10h, cette production s'effondre pour ne plus représenter que 6% en fin d'après-midi. Mais beaucoup plus important à partir de 6h la consommation augmentant il y a besoin de démarrer la centrale de Cordemais comportant deux unités au charbon pour compenser la chute de l'éolien (voir ci-dessous le rôle de cette centrale). D'où cette vérité contre intuitive que le renouvelable produit une augmentation de la production de CO2.



Nota : La centrale de Cordemais est en cours de conversion (biomasse). Deux autres petites centrales thermiques existent à Landivisiau (gaz) Dirinon et Brennilis (fuel).

7.12 - LES ENERGIES INTERMITTENTES SONT PRIORITAIRES

Un point important à connaitre et le fait que les énergies intermittentes bénéficient d'une priorité sur le réseau ; quand le solaire ou l'éolien produisent, on injecte cette production dans le réseau, qu'on en ait besoin ou pas, les autres doivent s'adapter instantanément.
Il faut détailler ce point, en effet cette priorité des sources ENR à une logique dans certains cas. Par exemple en Allemagne il y a intérêt à 'effacer' les productions à base de gaz, de charbon et à fortiori de lignite par des énergies décarbonées, malgré les autres inconvénients quelles peuvent avoir.
Mais en France quel est l'intérêt de remplacer une énergie décarbonée (nucléaire + hydraulique) par une autre énergie (éolien ou solaire) qui ne l'est pas plus, voire moins selon certaines études. Si ceci ne change rien au bilan carbone tous les autres inconvénients rendent cette solution stupide. Pour information en 2025 le taux moyen de production de CO2 en France est inférieur à 30g par kWh en Allemagne il est de 360, Danemark 125 (pays souvent montré comme exemplaire), Pologne 620. Et ailleurs ? USA 360, Chine 560, Inde 710, Russie 440, Arabie Saoudite 700. Seule la Norvège fait un peu mieux avec 25g car elle utilise l'hydroélectricité pour 90% de sa production.

7.13 - PRIX DE L'ELECTRICITE

Quelques prix en 2025, en France (à rapprocher des prix d'achat de l'éolien en mer) :

- Prix moyen de production 58 €/MWh (88 en Allemagne)
- Prix Spot moyen 61 €/MWh

Historiquement le prix de l'électricité en France était l'un des plus faible d'Europe. La tendance est à l'augmentation alors que, hors énergie dites renouvelable, notre parc de production est stable et amorti ce qui devrait nous donner un prix stable.

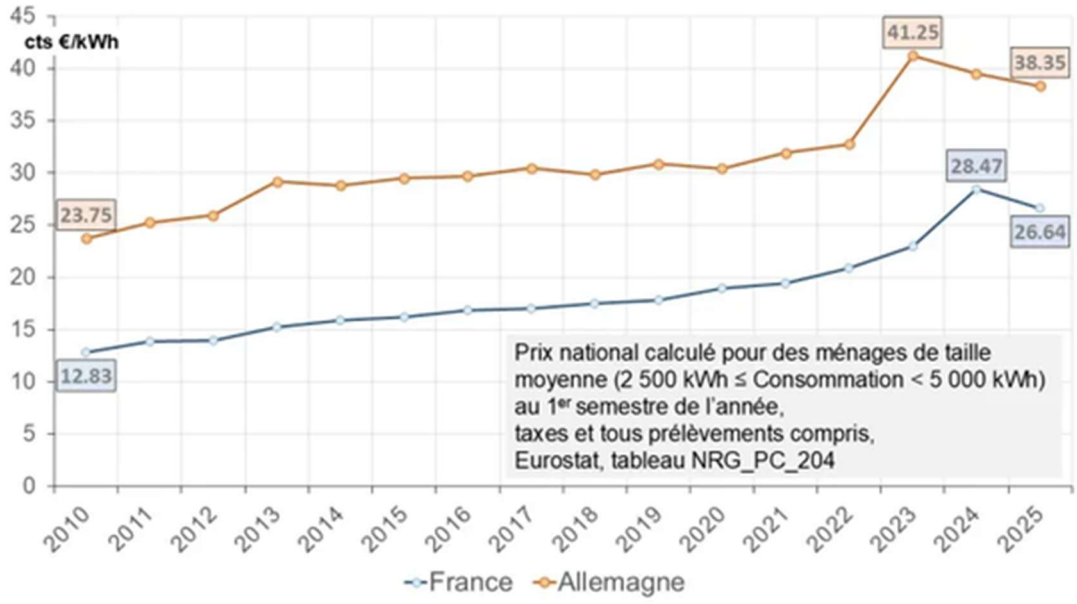


Figure 17 : évolution du prix national de l'électricité (taxes et tous prélèvements compris) des ménages de taille moyenne en France et en Allemagne au 1er semestre de l'année (Eurostat, tableau NRG_PC_204)

Ce tableau Eurostat indique qu'entre France et Allemagne le différentiel est passé de 85% en 2010 (23,75 / 12,85) à 44% en 2025 (38,35 / 26,64).

7.14 - LES HEURES A PRIX NEGATIF

Les prix négatifs ont été introduits pour la première fois en 2007 sur le marché allemand puis en 2008 sur le marché germano-autrichien. En 2010, ils ont été introduits sur le marché en France. Ils sont liés à une production supérieure au besoin.

Les lignes suivantes sont extraites d'un article des Echos, il explique parfaitement la situation.

L'électricité à prix négatif : les ponts de mai font disjoncter le marché

Le vendredi 10 mai 2025, un seuil symbolique a été franchi : le prix de l'électricité sur le marché de gros français est passé sous la barre du zéro euro, atteignant -1,05 euro par mégawattheure (MWh), d'après Les Echos. Un phénomène rarissime, qui n'avait plus été observé depuis juillet 2024.

Quand la surproduction devient un poison pour le marché électrique

L'Agence de régulation (CRE) ne cache plus son inquiétude. Dans son rapport publié fin 2024, elle dénombrait déjà 359 heures de prix négatifs sur l'année, soit 4,1 % du temps total annuel, contre seulement 102 heures en 2022. Autrement dit : ce n'est plus un phénomène marginal, c'est une

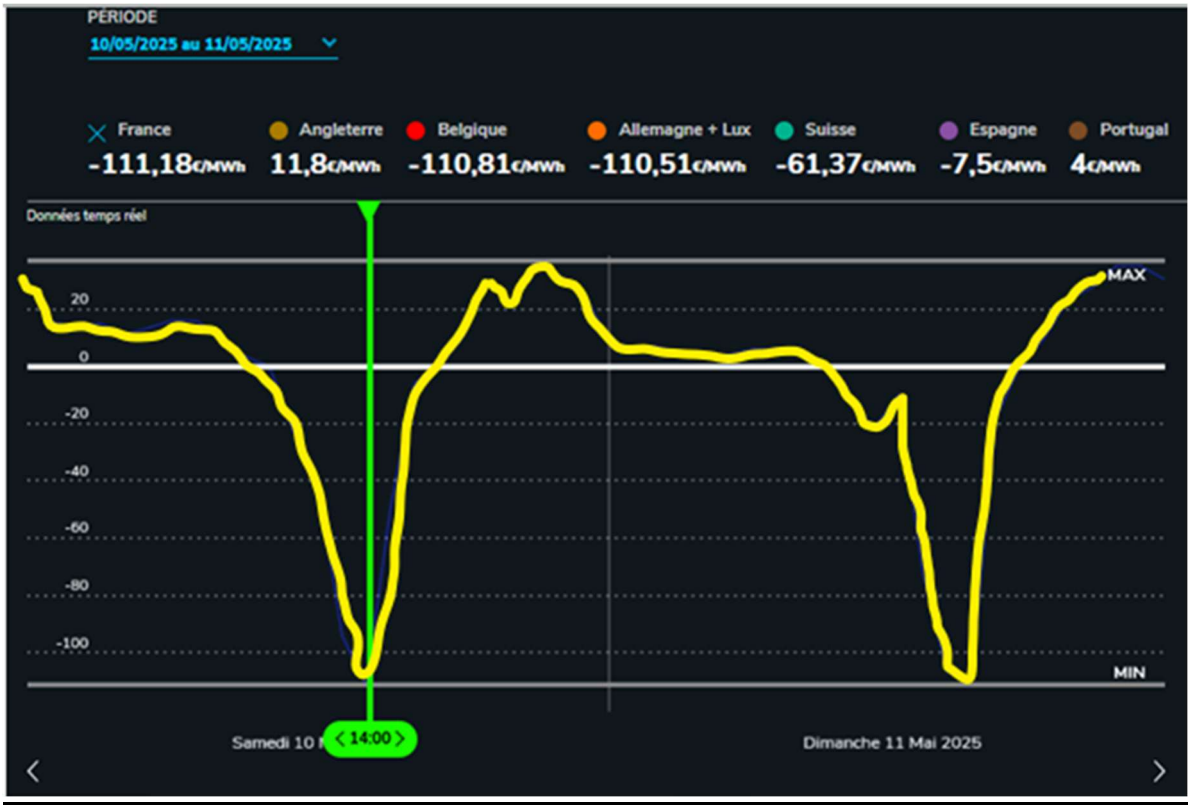
tendance lourde. Le coupable ? Un modèle de soutien aux énergies renouvelables qui, s'il permet leur développement, empêche aussi toute régulation fine. Certaines centrales photovoltaïques ou éoliennes, soutenues par un tarif de rachat garanti, ne sont pas incitées à réduire ou suspendre leur production quand le marché s'effondre. Ce qui aggrave encore la saturation. La conséquence économique est immédiate : selon la CRE, les pertes cumulées par les producteurs d'électricité liés à ces heures de prix négatif atteindraient 80 millions d'euros sur le seul premier semestre 2024. Et avec l'objectif de 5 GW de capacités solaires supplémentaires pour 2025 (prévision Bloomberg), le déséquilibre pourrait s'accentuer. La tension sur le réseau n'est pas qu'un problème conjoncturel ; elle devient structurelle.

Ci-dessous, extraits de l'article : https://www.twobirds.com/fr/insights/2025/france/nouvelles-r%C3%A8gles-sur-les-prix-n%C3%A9gatifs-de-l%E2%80%99%C3%A9lectricit%C3%A9

Les épisodes de prix négatifs de l'électricité sur le marché de gros se multiplient : alors qu'ils ne représentaient que quelques heures par an jusqu'en 2022, la France a connu 359 heures de prix spots négatifs en 2024 et déjà 363 heures au premier semestre 2025 (soit 8% du temps).

… Il porte notamment sur la possibilité de demander l'arrêt ou la diminution de la production de centrales de production d'électricité renouvelable d'une puissance installée de plus de 10 MW …

Et pour illustrer ces articles voici l'évolution des prix sur deux jours (10 et 11 mai 2025) avec deux périodes extrêmes à -111€ le MW



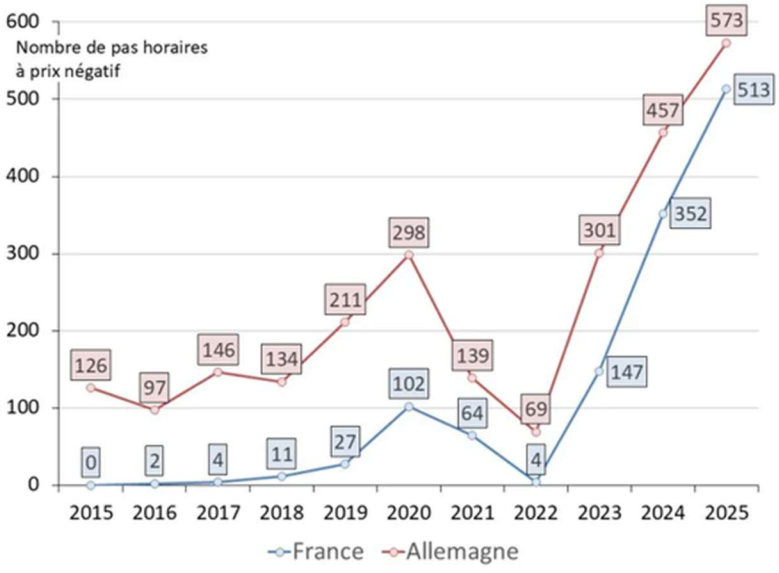


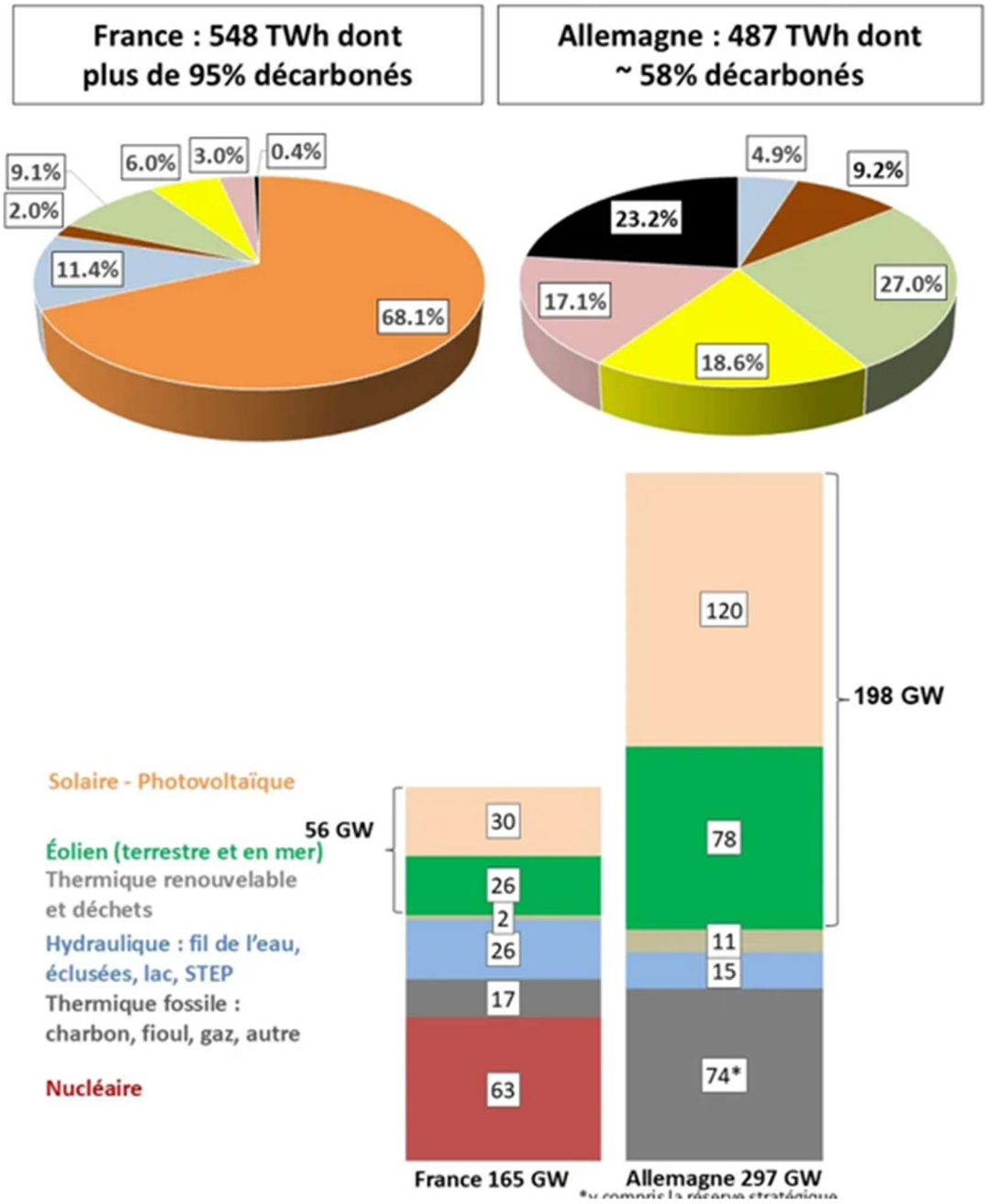
Figure 13 : nombre de pas horaires avec des prix négatifs en France et en Allemagne

https://allemagne-energies.com/bilans-energetiques/#compsituations

RESUME

Les intermittents déséquilibrent le marché et coûtent cher.

7.15 - COMPARAISON FRANCE / ALLEMAGNE



La figure 12 compare les prix spot moyens annuel de l'électricité.

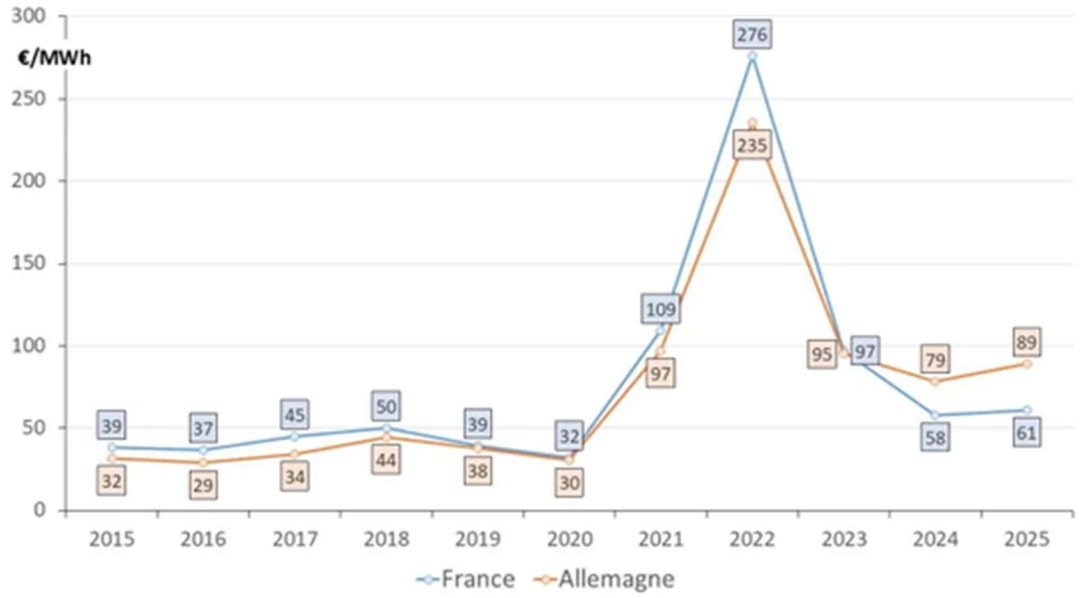


Figure 12 : Moyenne annuelle des prix spot de l'électricité

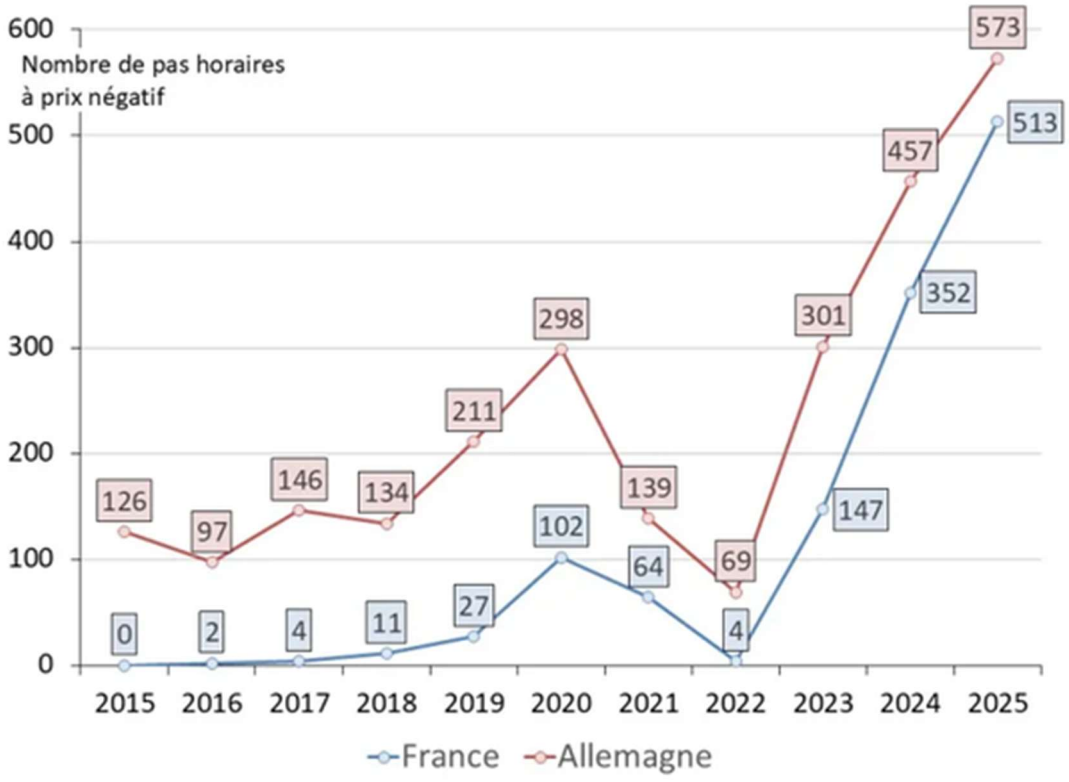


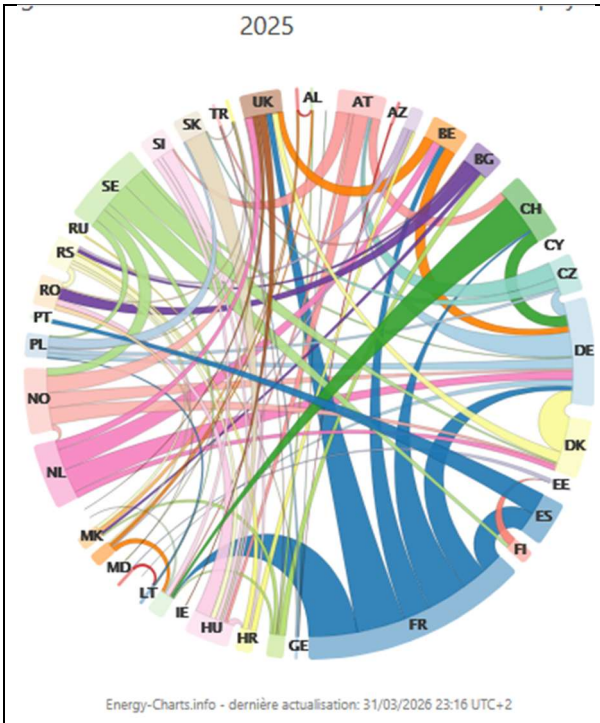
Figure 13 : nombre de pas horaires avec des prix négatifs en France et en Allemagne

https://allemagne-energies.com/bilans-energetiques/#compsituations

2025	France	Allemagne
Consommation (TWh)	446	522

Production (TWh)	548	487
Part décarbonée	95%	58%
Puissance parc installé (GW)	165	198
Facteur de charge global	38%	28%
Export (+) / import (-) (TWh)	+98	-20
Prix spot moyen annuel (€ / MWh)	61	89

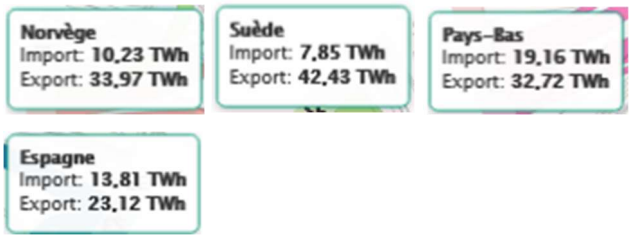
7.16 - LES ECHANGES INTERNATIONNAUX



Sur ce graphique la taille de chaque pays est proportionnelle à ses volumes d'exportation d'électricité.

Il y a un gros exportateur : la France

D'autres exportateurs nets importants



Importateurs nets importants



https://www.energy-charts.info/charts/import_export/chart.htm?l=fr&c=DE&year=2025&flow=scheduled_commercial_exchanges_all

8 - VIE ET TECHNOLOGIE DES AEROGENERATEURS

Avant tout il faut noter que le choix du modèle n'est pas encore fait, pour une raison très simple : ces géants de 20MW n'existent pas à ce jour. Siemens qui travaillait sur de tels projets semble se désengager. Les Américains se désengagent aussi, il semble que seuls les Chinois continuent dans cette voie et pourraient à terme avoir un quasi-monopole. Les premiers essais se sont mal terminés mais faisons-leur confiance, ils mettront les moyens pour réussir.

Dans l'appel d'offres du parc Bretagne sud 1, la puissance a été fixée à 250 MW. Pour le projet Bretagne sud 2, la puissance a été fixée à 500 MW.

Pennavel, qui a toute latitude quant au nombre et au modèle d'éoliennes à installer, dans la limite de la puissance imposée, envisage d'installer 13 éoliennes de 20MW, d'une hauteur de 300 mètres.

8.1 - A QUOI RESSEMBLENT CES GEANTS

Pour donner une idée les aérogénérateurs de Saint Nazaire (parc de Guérande) sont de petites structures de 185m de haut. Pour AO5, initialement le projet indiquait 300m, maintenant la communication se fait avec 320m et on parle même de 340 voire 350m, c'est deux fois plus haut que Saint Nazaire.

Quelques éléments :

- Hauteur du mât sur lequel est fixée la nacelle : de 180 à 220m
- La nacelle pèse autour de 50 tonnes (10 camions avec semi-remorque chargée)
- Les pales d'au minimum 140m voire 170m et d'au minimum 15 tonnes, constituées de résine poly- phénoliques et de balsa (bois très léger). Notons au passage que ce bois issu de la forêt amazonienne et d'Amérique centrale est une ressource critique. Il servait traditionnellement à faire des maquettes de modélisme, avec l'éolien on n'est pas dans les mêmes quantités d'usage.



8.1.1 - PARLONS MATERIAUX

Elles utilisent beaucoup de matériaux dont des terres rares.

8.1.1.1 - Béton

Le socle en béton pour une éolienne de 6MW varie selon le terrain de 1000 à 1500 t, une centrale nucléaire de 1300 MW utilise 380 000t (300 à 450 000t). Pour faire 1300 MW prenons 220 éoliennes pour 275 000t MAIS il faut prendre en compte deux points : avec un facteur de charge de 21% il faut multiplier les moulins à vents par cinq et tous les 15 ou 20 ans il faut les remplacer : le premier bilan en faveur de l'éolien (380 000 / 275 000) est inversé et explosé les 275 000t multipliées par cinq pour le facteur de charge et par 4 pour la durée de vie deviennent 5 500 000t, c'est ça l'énergie verte ? Vous pouvez objecter qu'en ce qui nous concerne c'est du flottant, pourquoi parler de béton ? Une des hypothèses est de les fixer sur des radiers flottants en béton. J'ai fait quelques approximations et j'arrive à un radier de 25 000t pour un volume de 50 000 m3 donnant une immersion de 50% (peut être me suis-je totalement trompé et je veux bien en discuter), ce qui donne pour 40 engins 1 000 000t (je vous fais grâce du facteur de charge et de la durée de vie).

8.1.1.2 - Acier

À faire

8.1.1.3 - Cuivre

À faire

8.1.1.4 - Terres rares et autres

À faire

8.1.1.5 - Balsa, résines, PFAS

À faire

8.2 - COMMENT GERER LES HUMEURS DU SOLEIL ET DU VENT ?

Données pour les jours où l'éolien a produit au maximum et au minimum en 2025

Source : éCO2Mix	Installé		Production d'électricité en France au : 26/01/2025 à 20h30 Maxi production éolien			13 / 12 / 2025 à 17h15 Mini production éolien		
	MW	%	MW	% filière	% prod	MW	% filière	% prod
Nucléaire	62 990	40%	45 870	73%	61%	53 092	84%	75%
Eolien	*24 730*	16%	*19 633*	79%	26%	*555*	2%	1%
Solaire	*26 780*	17%	*0*	0%	0%	*292*	1%	0%
Thermique	16 934	11%	1 956	12%	3%	3 371	20%	5%
Hydraulique	25 524	16%	7 252	28%	10%	12 371	48%	17%
Bio	2 266	1%	867	1%	1%	1 048	46%	1%
Import			0		0%			
Total	159 224	100%	75 578		100%	70 729		100%
Export / pompage			14 665			6 572		
Total consommé			60 913			64 157		

Un article (

La brise est un phénomène atmosphérique bien connu des acteurs de la plage. Les pratiquants d'activités nautiques tels que les kite-surfeurs, les planchistes, les plaisanciers, entre autres, sont particulièrement sensibles à sa présence sur nos côtes.

La brise est un **phénomène thermique causé par des différences de température entre la terre et la mer**. Au cours de la journée, lorsque le soleil réchauffe l'atmosphère, le sol se réchauffe plus rapidement que l'océan. L'air situé au-dessus du sol se réchauffe également et devient plus léger, ce qui provoque sa montée. En conséquence, l'air plus frais et plus lourd qui se trouve sur l'océan se met alors en mouvement pour remplacer l'air chaud terrestre qui s'élève, créant ainsi la brise de mer.

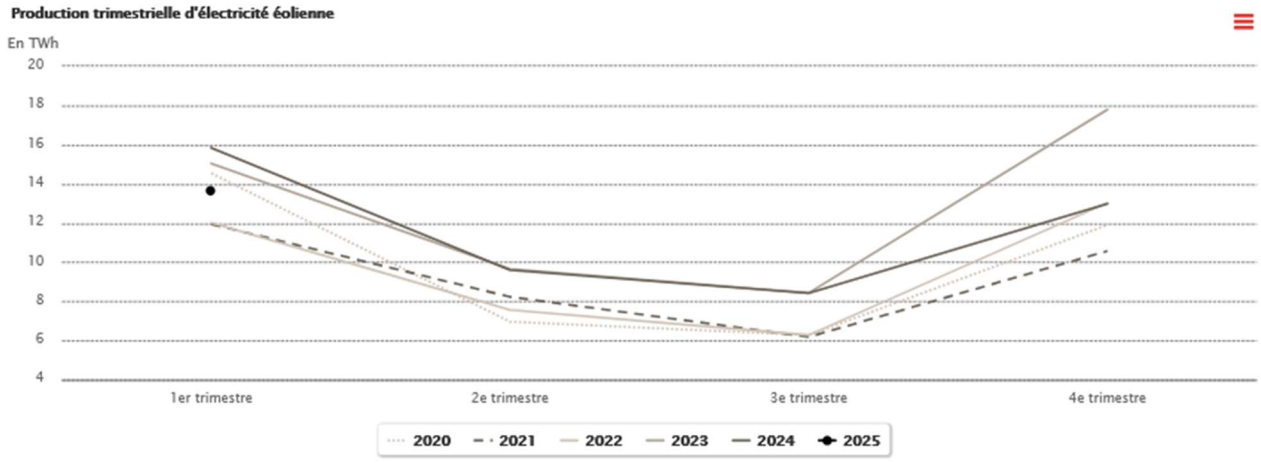
De manière inverse, lorsque la nuit tombe, le sol et l'air présent à ce niveau se refroidissent plus rapidement que la mer. Cet air froid est plus lourd que celui situé au-dessus de la mer, ce qui provoque donc un **remplacement de l'air situé au-dessus de l'eau** (l'air chaud à tendance à monter) par celui qui était au niveau du sol, créant ainsi la brise de terre.

Ce phénomène de brise explique les pertes de production des éoliennes en début en fi de journée, périodes sans soleil mais période avec une consommation importante dans le résidentiel

8.2.1 - VARIATIONS SAISONNIERE DU VENT

Évolution de la production nationale d'électricité éolienne

Au premier trimestre 2025, la production éolienne s'élève à 13,7 TWh, soit une diminution de 14 % par rapport au premier trimestre de 2024. La production éolienne en mer s'élève à 1,2 TWh ce trimestre contre 1 TWh sur la même période de 2024.
Les éoliennes ont fourni 10,3 % de la consommation électrique nationale du premier trimestre 2025, contre 12,3 % pour la même période de l'année 2024.



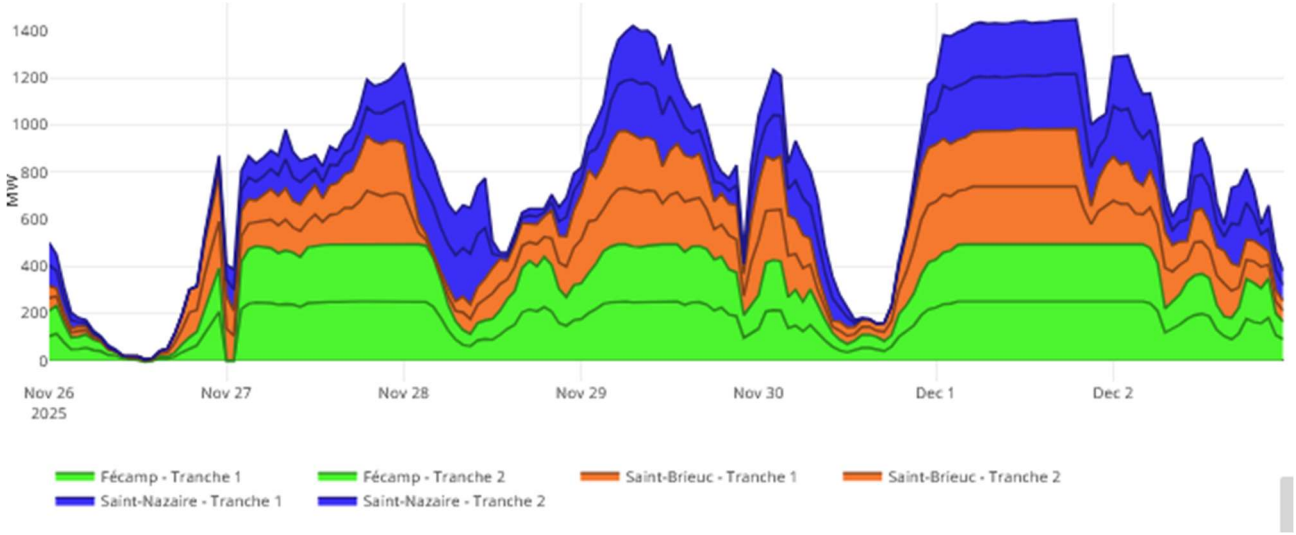
France continentale, hors ELD

Source : SDES, d'après RTE et, jusqu'en 2018, EDF (obligations d'achat).

Comme le registre RTE centralise désormais les données, les productions à partir de 2019 ne sont pas parfaitement comparables à celles des années antérieures.

Le tableau ci-dessus montre que la production éolienne en sus d'être intermittente, est saisonnière et varie du simple au double entre septembre et décembre

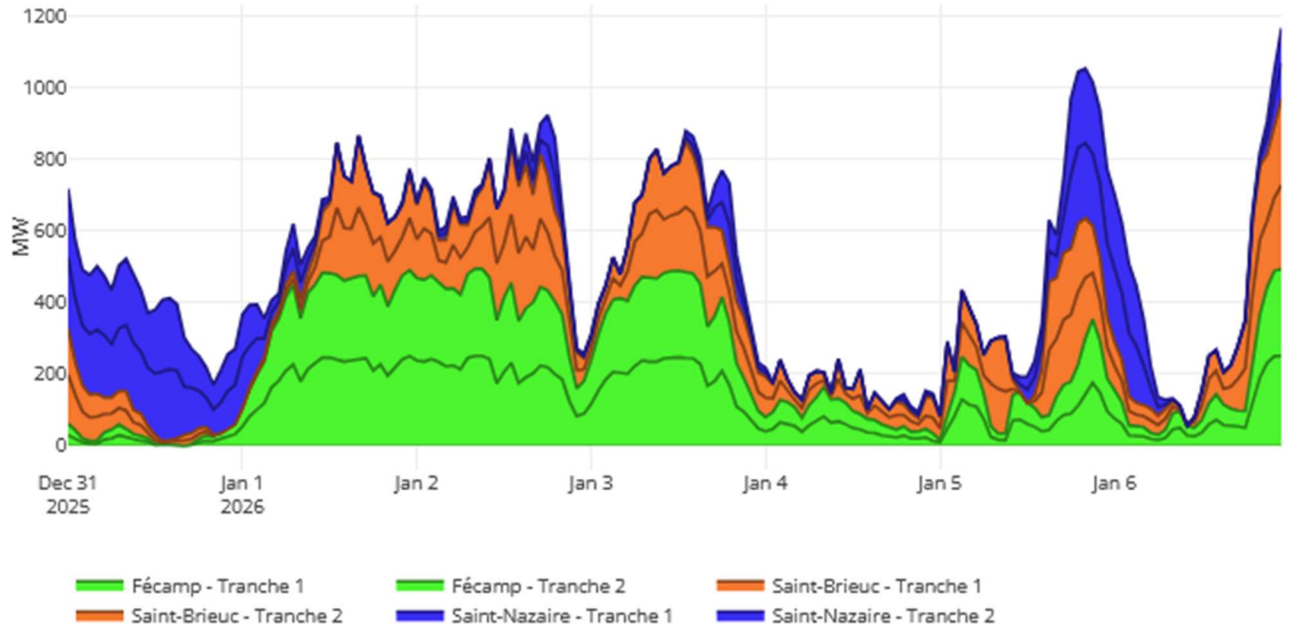
8.2.2 - CHRONICITE DU VENT



Le schéma ci-dessus montre la production de trois sites éoliens (Fécamp en vert, Saint-Brieuc en orange et Saint-Nazaire en violet) du 26 novembre au 2 décembre 2025 :

On constate d'une part des variations très rapides d'un jour à l'autre, d'autre part l'uniformité de réaction des sites, selon le vent.

« Quand il n'y a pas de vent ici, il y en a ailleurs » idée communément admise mais inexacte.



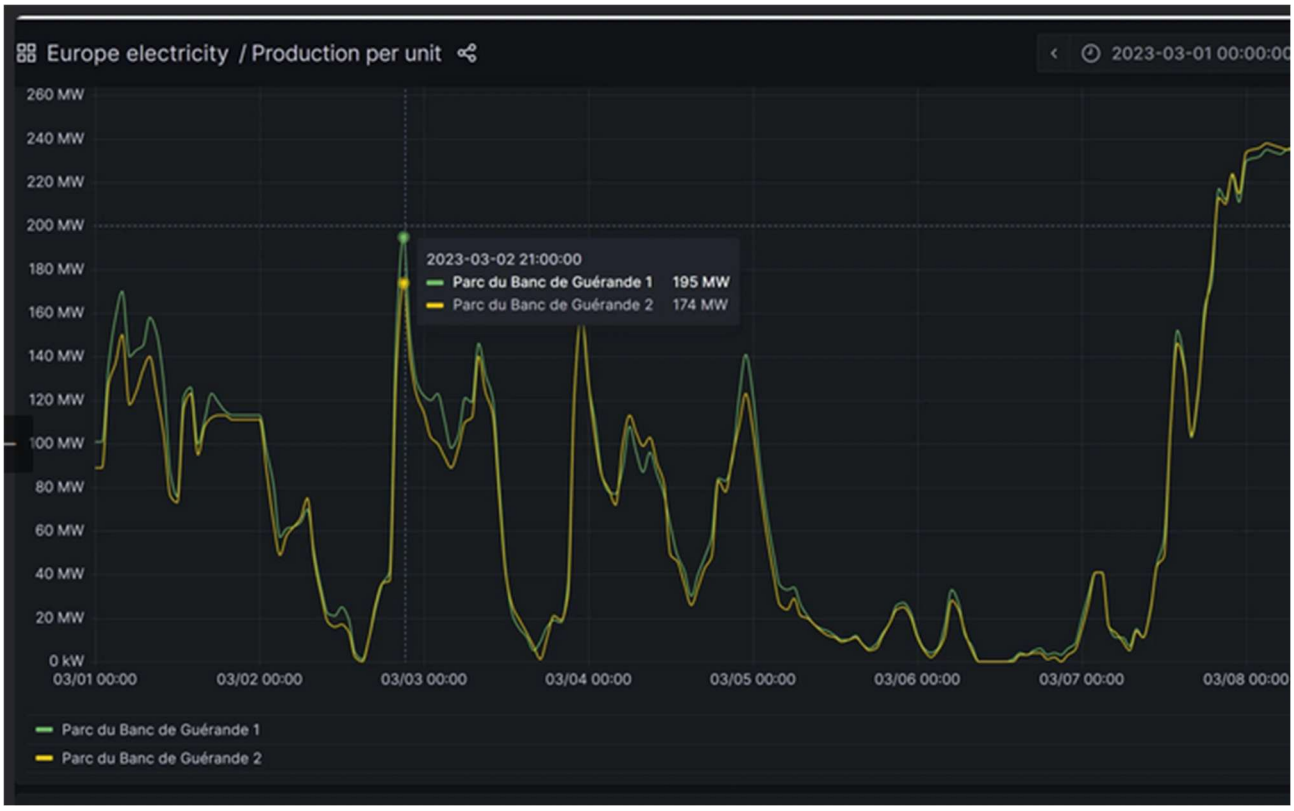


Le 3/9/25 à 18h15 éolien = 14 982 MWh 24%	Le 5/9/25 à20h00 éolien = 938 MWh 2% avec un export de 11 053 MWh
Rapport 14 982 / 938 = 16	

8.2.3 - LE CAS DU PARC DE ST NAZAIRE

https://www.revolution-energetique.com/actus/voici-la-vertigineuse-intermittence-du-parc-eolien-en-mer-de-saint-nazaire/) fait le point sur le parc offshore de St Nazaire.





Sur les 10 premiers jours du mars 2023 par exemple, la puissance a varié de... 0 MW (le 6 mars entre 9 h et 14 h, production nulle) à 473 MW (le 8 mars à 3 h du matin, soit 98,5 % de facteur de charge à cet instant). Rien de bien étonnant toutefois, la production des éoliennes suit logiquement les fluctuations de vitesses du vent.

8.3 - LEUR CONSTRUCTION

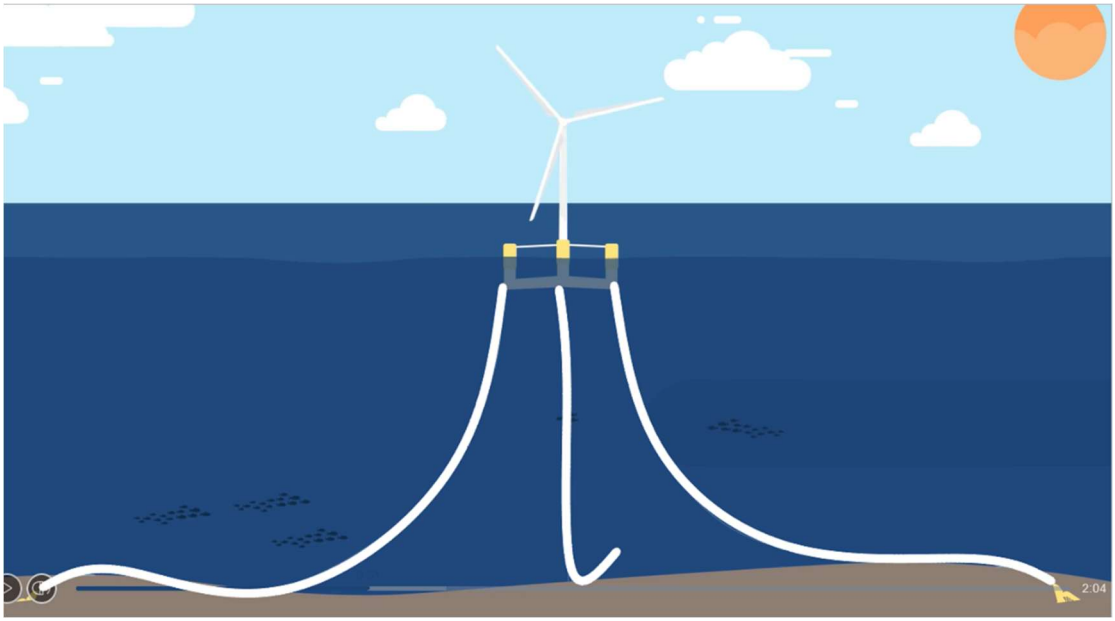
L'implantation en mer est assez simple et rapide mais avant il faut les construire et assembler les sous-ensembles. Ceci se fait à terre dans des ports (Lorient à priori pour Bretagne sud). Ceci nécessite

- Des infrastructures industrielles lourdes, chantiers navals, ateliers spécialisés.
- Des aménagements portuaires
  - Quais renforcés,
  - Zones de stockage de plusieurs hectares,
  - Grues de 1 000 à 3 000 tonnes,
  - Bassins profonds.
- Des investissements publics massifs.

L'assemblage à terre consiste en

- Montage de la tour, nacelle, pales,
- Tests mécaniques et électriques,

8.4 - LEUR IMPLANTATION



En mer, deux techniques existent :

1 La fixation sur un ou plusieurs pilotis en béton coulés sur le fond marin

2 Le montage sur des flotteurs, eux-mêmes amarrés comme des navires, soit avec des ancres, soit à des blocs de béton coulé. De longues chaînes d'ancrage assurent un minimum d'amplitude pour suivre vents, courants et marées. Les mouvements de ces chaînes vont créer un raclage permanent du fond dans cette zone et seront donc un obstacle à toute vie maritime.

8.5 - LEUR VIE ET LEUR USURE

La durée de vie est très variable selon les matériaux employés et l'entretien. Gageons que pour ces monstres, pour assurer une longue durée de vie, le choix de la qualité sera fait. Le retour d'expérience fait qu'en moyenne la durée de vie à terre est d'une petite vingtaine d'années. Pour le projet qui nous concerne il est annoncé 30 ans, soit 10 ans de plus qu'à terre, avec les conditions de vent, de houle, de courants, de corrosion en milieu salin il va falloir soigner la construction !!

Les éoliennes en fonctionnement subiront un vieillissement et une usure sur l'ensemble des éléments. La peinture et les antirouilles sont très touchés mais ce sont les pales qui subissent le plus d'agressions et d'abrasion. Des analyses à proximité de parcs éoliens ont montré plusieurs centaines de composants provenant de la dégradation des moulins à vent. On trouve des métaux, des hydrocarbures (huile hydraulique en particulier), des PFAS, des résines, des dérivé phénoliques.

8.6 - LEUR FIN DE VIE

Pour l'éolien en mer, globalement on peut distinguer quelques éléments principaux :

- la partie support (flotteurs, mat) principalement en acier cette partie est recyclable
- La nacelle (hors pales) principalement métallique (acier, cuivre, aluminium, terres rares) est aussi recyclable en grande partie
- Les pales, en mélange de bois (balsa) et de résine, de plus de 140m et de 15 tonnes ne sont pas recyclables, ni incinérables. Elles sont enterrées, ou stockées à l'air libre.



9 - LE TRANSPORT DE CETTE ELECTRICITE INUTILE

9.1 - POSTE FIXE EN MER

Le poste fixe est relié à chaque aérogénérateur par trois câbles en 63 KV, il a pour rôle principal de convertir par des transformateurs cette électricité en 225 KV pour pouvoir être injectée dans le réseau de transport.

Ce poste est fixe (posé sur pilotis), il est commun aux parcs 1 et 2 et appartient à RTE.

Cet équipement est semblable à une plateforme pétrolière.

9.2 - CABLE PARTIE MARINE

Ce câble relie le poste fixe en mer à la plage Kerhillio d'Erdeven où a lieu l'atterrage. Suivant le fond marin, ce câble peut être posé, enterré ou posé avec enrochement. Ce câble est en fait une grosse gaine assurant la protection mécanique et l'étanchéité et contient les trois câbles isolés de 225 KV / 2000A. Le prix se situe probablement entre 2500 et 5000 €/m, voire plus.

LA PRESSE DE LA MANCHE



Comme ici sur le raccordement du parc éolien offshore Dieppe – Le Tréport, un chantier d'envergure s'annonce dans le Cotentin avec celui du parc Centre Manche 1 dont le coût est estimé à 2,7 milliards d'euros. ©Arnaud POIRIER

9.3 - ATTERRAGE

C'est le point où le câble sous-marin arrive à la côte et est raccordé au câble souterrain. Cette partie est un raccordement techniquement assez simple sans gros œuvre important (C'est juste une grosse boîte de jonction mécanique).

9.4 - CABLE PARTIE TERRESTRE

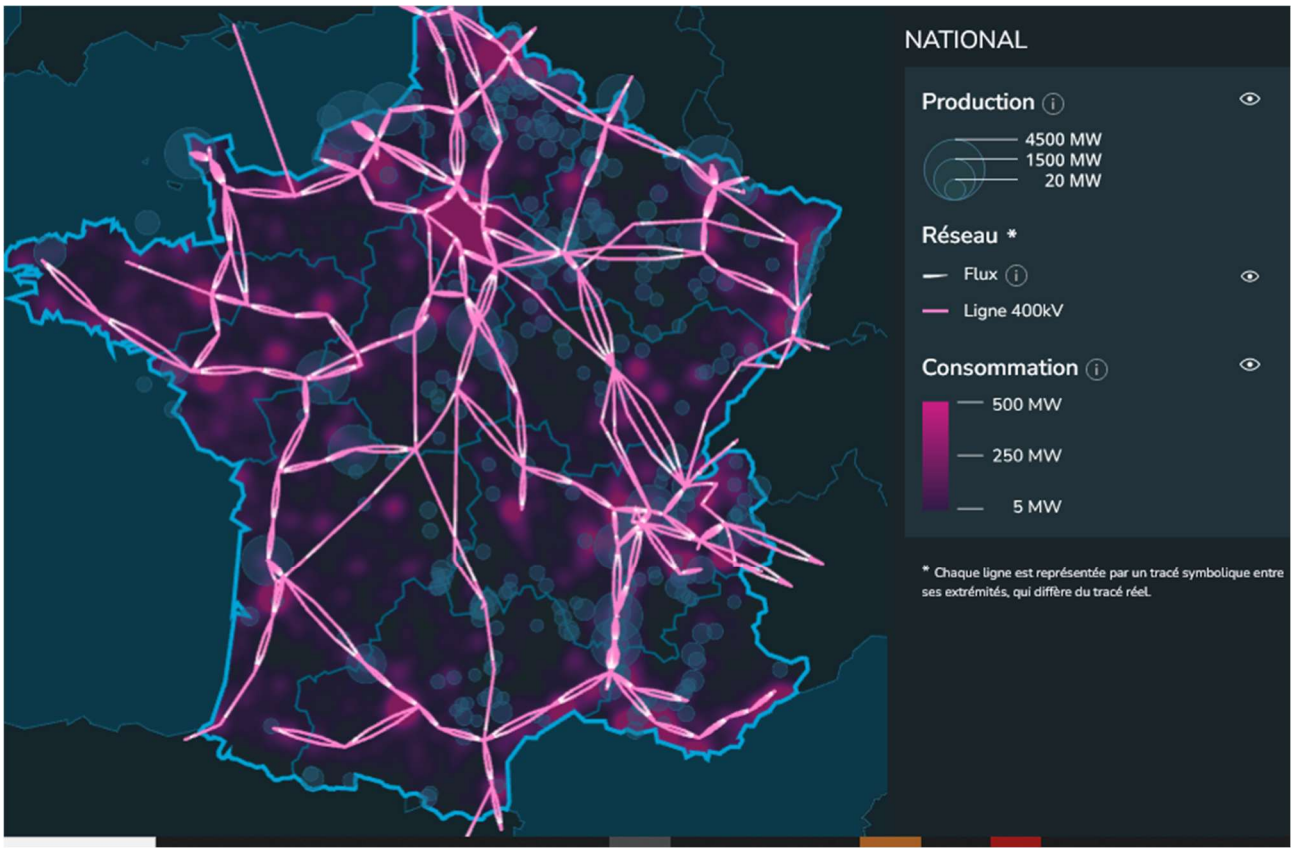
Il s'agit de trois câbles indépendants cheminant les uns à côté des autres à une profondeur d'un mètre cinquante. Chaque câble fait une quinzaine de centimètre avec au centre une âme de quelques centimètres en cuivre ou aluminium assurant la conduction, noyé dans un isolant de très haute performance (composé à base de polyéthylène réticulé avec un diélectrique (pouvoir isolant) de 15 kV/mm, c'est énorme. Ces câbles de très haute technologie sont extrêmement onéreux.
La pose de ces câbles se fait par forage horizontal. Cette technique permet de ne pas faire de tranchées. C'est juste une machine qui fore avec un trépan sur une distance de quelques centaines de mètres et qui recommence comme un fil sur une machine à coudre.

9.5 - RACCORDEMENT AU RESEAU NATIONAL

Le raccordement au réseau se fait à Pluvigner dans un poste déjà existant, il y aura juste à créer un passage du câble sous-terrain au câble aérien avec entre les deux quelques équipements de sécurité et de coupe (en général interrupteur ou sectionneur et disjoncteur).

9.5.1 - LE RESEAU DE TRANSPORT

Les échanges d'énergie au plan national et international se font à travers un maillage de lignes en 225 kV et 400 kV. Ces transports induisent des pertes (de l'ordre de 6%). C'est pourquoi sur les très grands réseaux (Canada …) les échanges se font à un million de volts. (Quand on augmente la tension on diminue le courant donc les pertes, voir plus haut)



9.5.2 - LA MULTIPLICATION DES POSTES DE RACCORDEMENT

Traditionnellement la production électrique était réalisée dans des unités de forte puissance. Par exemple en France il y a plus de 50 réacteurs nucléaires répartis dans 16 centrales, donc seize points de raccordement à proximité immédiate des lignes THT. Pour l'éolien, actuellement à terre ce sont plus de 2500 sites qu'il faut raccorder, quelquefois situés très loin du réseau de transport. En plus de la multiplication des points de raccordement, des lignes à établir, ces parcs peuvent se situer près de lignes déjà saturées, dans ce cas il faut soit créer de nouvelles lignes soit remplacer les anciennes par de plus puissantes et c'est Nicolas qui paie. Pour RTE, un petit parc trop éloigné coûte trop cher à raccorder dans certains cas l'électricité produite est mise à la terre (mais payée) en attendant l'adaptation du réseau.

10 - LES COUTS

10.1 - PRIX DE CONSTRUCTION

AO5 subventionné à hauteur de 70 % avec 2M€

Sur les coûts d'installation par filière :

http://www.leseoliennes.be/economieolien/investisscentrale.htm

Coûts d'installation /kWh en €

Gaz = 0,6

Éolien terrestre = 1 à 1,7 sans raccordement et rachat à prix garanti

Solaire = 0,9 à 1,5

STEP simple = 1

Éolien mer = 1,5 à 3 sans raccordement et rachat à prix garanti

Nucléaire première génération = 1,5 à 2,2

Hydraulique = 3 extrêmement variable selon la configuration

EPR 2 = 7 Coût EPR 2 : 72 M€ pour 10 GW, donc 7,2 M€ / GW.

Stockage par kWh = 0,5

10.2 - LES PRIX DE L'ELECTRICITE

Ce point n'est pas directement l'objet de notre étude mais comme il a des conséquences sur notre vie il faut l'aborder pour monter les enjeux.

Les prix de l'électricité (le pluriel n'est pas anodin) sont d'une complexité inouïe, et nous allons nous contenter de citer différents prix et différents mécanismes sans aller plus loin dans l'explication.

10.2.1 - ORGANISATION DE LA CHAINE

10.2.1.1 - Les producteurs

En premier nous avons les producteurs (suite à l'éclatement d'EDF selon les directives de la Commission Européenne) dont la nature peut être très différente avec des contraintes disparates :

- Public (EDF, ENGIE ex GdF) avec contrainte de service public, implication d'un état actionnaire, soucis d'aménagement du territoire et vision à long terme (du moins on peut l'espérer). Mais surtout deux obligations délirantes :

  - Vendre à perte à ses concurrents
  - S'adapter à la production intermittente de ses concurrents !!
- Privé avec pour objectif l'optimisation des marges et retour sur investissement le plus rapide et pour ceux des intermittents la funeste priorité d'accès au réseau.
- Dans une certaine mesure quand nous faisons des importations d'électricité, nos voisins deviennent en quelque sorte des producteurs avec des soucis d'équilibre de réseau et de flux financiers

10.2.1.2 - Le transporteur

La folie bruxelloise n'a pas encore frappé pour multiplier les transporteurs.

Le transport est séparé en deux partie : le réseau national THT (Très haute tension 400 000 et 225 000V) et le réseau régional HT (haute tension entre 90 000 et 5 000V) et BT (basse tension 240V)

Pour le réseau national très haute tension c'est RTE. Ce maillon est assez neutre sur les prix, c'est en quelque sorte un prestaire de service qui fait passer des électrons d'un point A à un point B et est rémunéré pour cela.

RTE à un autre rôle considérable c'est à lui qu'incombe la tache d'équilibrer la production par rapport à la consommation.

Les patrons de RTE ont des profils loin d'être neutre :

François BROTTES, député à l'origine de toutes les lois libéralisant l'éolien devient patron de RTE de 2015 à 2020 puis est nommé à la Cours de Comptes.

Xavier PIECHACZYK chargé au gouvernement de la rédaction de la loi BROTTES a eu pour collaboratrice Pauline Le BERTRE délégué générale de France Energie Renouvelable et préside RTE de 2020 à 2025 (Rejoint ensuite la RATP, les métros seront poussés par le vent).

Pour le transport de l'électricité haute tension jusqu'u compteur de l'utilisateur final, c'est ENEDIS qui est responsable.

10.2.1.3 - Les fournisseurs

Ils sont plus de vingt en France et la plupart ne sont pas producteurs. Ceux qui ne produisent pas sont obligés d'acheter aux producteurs. Mais chez les producteurs l'un d'eux (EDF) a obligation de vendre à perte à 42€/MWh. La multiplicité des fournisseurs induit une multiplicité de tarifs pour le consommateur.

10.2.1.4 - Les consommateurs

Là aussi nous allons avons une multiplicité de tarifs selon que le consommateur est un particulier, une association, une collectivité, un artisan, une PME ou un grand consommateur industriel, les tarifs varient de 1 à 10.

10.2.2 - PRIX DE REVIENT A LA PRODUCTION

Sans entrer dans les coûts liés à l'amortissement, pour les producteurs multi filière, les prix varient en permanence selon le « mix » énergétique mis en œuvre. En France la fourchette se situes autour de 50 – 50 €/MW.

Concernant les parcs éoliens en mer les prix de rachat par EDF sont fixés contractuellement et sont extrêmement variables (près de 200€/MW à St Brieuc ; 86 pour Bretagne sud 1).

À noter qu'EDF le principal producteur en France est obligé de vendre à perte (42€/MW) à ses concurrents. Ce scandale devrait se terminer au 31/12/2025, il sera intéressant de voir la conséquence sur les tarifs des fournisseurs alternatifs (EDF étant appelé fournisseur historique.)

10.2.3 - LES MARCHES DE L'ELECTRICTE

Tout ce que nous avons vu plus haut donne déjà une idée de la complexité d'un système qui à la différence d'un bien classique n'a aucun amortisseur du type production anticipée, stockage, délais de livraison. Mais avec les marchés de l'électricité on entre dans le complexe (très) et l'opaque.

Le fonctionnement est tout à fait comparable aux marchés financiers, avec des bourses et donc des cours, des marchés de gros, des marchés au comptant, des marchés à terme, des chambres de compensations, des traders.

Sur le marché de gros, les opérations de vente ou d'achat d'électricité sur un territoire donné ou aux frontières peuvent se faire :

- Directement de « *gré à gré* » (bilatérales ou intermédiées par un courtier) entre les acteurs économiques, souvent pour les besoins de long terme ;
- ou en bourse par le biais de produits structurés et standardisés. Les transactions peuvent y être uniquement financières ou aboutir à une livraison physique sur le réseau.

Les achats d'électricité peuvent se faire par « blocs » une ou plusieurs années à l'avance (jusqu'à six), puis d'autres marchés vont permettre des achats à trois mois avec des ajustement la veille, à une heure et à cinq minutes. Bien entendu plus le délai est court plus la volatilité est importante. Il est ainsi aisé de comprendre que l'intermittent ne simplifie pas les problèmes.

Les prix SPOT sont différents d'un pays à l'autre. Il existe d'autres indices tels que APX, Epex spot, Belpex Powernext, EEX, Nord pool spot, et d'autres encore y compris hors Europe.

L'AIE (Agence Internationale de l'Energie) dispose d'un indice des prix calculé à partir des différents marchés de gros de l'électricité.

Marché européen de l'énergie, base sur le prix de revient marginal.

par la mise en place d'un couplage de marché paneuropéen au marché day-ahead, réalisée en étroite coopération entre les gestionnaires de transport et les bourses.

Nom	Nationalité	Période	Commission
Wilhelm Haferkamp	Allemagne	1967-1970	Commission Rey
		1970-1972	Commission Malfatti
		1972-1973	Commission Mansholt
Henri François Simonet	Belgique	1973-1977	Commission Ortoli
Guido Brunner	Allemagne	1977-1981	Commission Jenkins
Étienne Davignon	Belgique	1981-1985	Commission Thorn
Nicolas Mosar	Luxembourg	1985-1989	Commission Delors I
António Cardoso e Cunha	Portugal	1989-1993	Commission Delors II
Marcelino Oreja	Espagne	1993-1994	Commission Delors III
Abel Matutes		1994-1995	
Chrístos Papoutsís	Grèce	1995-1999	Commission Santer
		1999	Commission Marín
Loyola de Palacio	Espagne	1999-2004	Commission Prodi
Andris Piebalgs	Lettonie	2004-2010	Commission Barroso I
Günther Oettinger	Allemagne	2010-2014	Commission Barroso II
Miguel Arias Cañete	Espagne	2014-2019	Commission Juncker
Kadri Simson	Estonie	2019-2024	Commission von der Leyen I
Dan Jørgensen	Danemark	Depuis 2024	Commission von der Leyen II

10.3 - CADEAUX POUR LE RACCORDEMENT

Rappelons que le raccordement consiste à relier une unité de production au réseau de transport. Ce raccordement appartient à RTE. Seule la France offre gratuitement le raccordement.

Le raccordement pour l'ensemble des parc éoliens se monte à plusieurs dizaines de milliards. Le raccordement de Bretagne sud est estimé à 1,5 milliard d'€. Le coût du raccordement de centre Manche a été deux fois plus élevé que prévu, il est passé d'un à deux milliards. Ces sommes très élevées ne sont pas dues aux travaux de génie civil mais aux câbles de haute technologie qui doivent être employés.

Réponse de chat GPT

: Quel est coût du raccordement électrique à la charge de RTE entre Pluvignier et le parc éolien Bretagne sud 1 (AO5 et A09), tout compris donc sous station en mer, câbles en mer, câble enterrés, sous station à terre et dévoiement des réseaux existants

Voici un **ordre de grandeur crédible du *coût total* du raccordement électrique à la charge de **RTE** pour les parcs éoliens en mer **Bretagne Sud 1 (AO5) et extension AO9**, incluant **poste(s) en mer, câbles sous-marins, câbles terrestres, poste à terre et adaptations de réseaux existants** :

- 📊 **1) Coûts indicatifs observés pour des raccordements offshore en France**

RTE et la Commission de régulation de l'énergie indiquent que :

- pour des raccordements d'environ **120 km (≈ 100 km en mer + 20 km à terre)** et une puissance typique de parc dans les gammes de Bretagne Sud (~750 MW),

  👉 les **coûts unitaires sont de l'ordre de ~2,0 à ~2,2 milliards € par GW raccordé**. Cela inclut les postes en mer, les liaisons sous-marines, la partie terrestre et les postes de raccordement sur le réseau HTB. Commission de régulation de l'énergie

➡️ **Pour ~0,75 GW (750 MW)** :

- **~1,5 à ~1,65 milliard €** au total pour l'ensemble du raccordement (en supposant un ratio proportionnel à la puissance).
- Cette estimation correspond à ce que représente la « queue » des coûts pour ce type d'infrastructures embarquées en mer.

📌 *Attention* : ceci reste un ordre de grandeur générique, car les km de câbles, la profondeur d'eau, la technologie de liaison (AC ou DC), et le profil terrain à terre influent fortement sur le coût final.

- 🔌 **2) Éléments chiffrés connus pour le projet Bretagne Sud**

✅ **Sous-station(s) électriques en mer**

- **Contrat global signé par RTE avec Eiffage/Smulders** pour la conception, la fourniture et l'installation de **trois sous-stations offshore** (dont celle pour Bretagne Sud AO5 et extension AO9),

  👉 a **une valeur d'environ **1,5 milliard €**.

- Cela couvre **les fondations, jackets, topsides et équipements électriques** essentiels au raccordement des parcs (*AO5 + AO9 inclus* dans ce paquet). Eiffage.com

➡️ Ceci **ne couvre pas nécessairement l'intégralité des câbles sous-marins et terrestres**, qui sont généralement négociés séparément via d'autres contrats d'ingénierie ou fourniture.

10.4 - SUBVENTIONS A LA CONSTRUCTION

Le 13 février 2023, la CE autorisait la France à apporter **une subvention de 2,08 milliards d'euros au projet Bretagne-Sud AO5, ce qu'elle appelle « aide d'état »**.

10.5 - SOUTIENS A L'EXPLOITATION

Le prix de production (à ne pas confondre avec les cours SPOT qui sont en fait des cours de bourse) toutes filières confondues se situe entre 40 et 60€, on l'estime souvent à 55€.
Le prix de l'électricité éolienne en mer est fixé contractuellement. Ce prix est constant et garanti sans tenir comptes des besoins ni des prix du marché ! Ces prix garantis sont extrêmement disparates : le parc de St Brieuc bénéficie d'un tarif aberrant de 190€ le MWh (quatre fois le prix moyen du marché). Celui de Guérande est le 130€. Le tarif pour le parc Bretagne sud est un peu plus raisonnable à un peu plus de 86€.
Aujourd'hui l'éolien terrestre a un prix de production de 87€ en moyenne. L'éolien en mer est estimé trois fois plus élevé que le terrestre en installation comme en production. Cherchez l'erreur.
Un article de la Fédération de l'Environnement Durable tente de faire le point dans ce maquis financier ou on trouve des primes, des bonus des sommes allouées à des rééquilibrage de réseau, le tout dans une opacité. (https://environnementdurable.org/eolien-offshore-la-grande-tromperie/).
Lors des débats on a appris que : ces mécanismes de soutien représentent "aujourd'hui un engagement financier majeur pour la puissance publique", estimé à 8,2 milliards d'euros dans le projet de budget 2026, souligne Matignon.

10.6 - PRIME POUR PRIX NEGATIFS

La prime pour prix négatifs est une compensation financière versée aux producteurs d'électricité renouvelable dès lors que les prix de marché sont inférieurs à zéro et qu'ils ne produisent pas d'électricité durant ces périodes. L'arrêté du 8 septembre 2025 précise les conditions de versement de cette prime en fixant un seuil de déclenchement = à -0,10 €/MWh. Une question est de savoir à quel niveau sont indemnisés les producteurs d'intermittents quand ils sont déconnectés du réseau pour cause de surproduction. Cette question a été posée à la CRE, la réponse écrite a été très claire : c'est confidentiel !

10.7 - SYSTEMES DE REMUNERATION CORRECTIVE

Afin de préserver la rémunération des producteurs, un système de "production corrigée" est mis en place. Il consiste à soustraire de la production totale les volumes fournis pour l'équilibrage et les services système,

J'ai trouvé cette mention dans un article, j'avoue ne pas bien comprendre ce texte et n'ai pas encore étudié ce détail. Mais faisons confiance aux lobbies éoliens pour sauvegarder leurs revenus.

10.8 - LA TAXE EOLIEN

– Qu'est ce que la taxe éolienne en mer ?

L'article 1519 B du code général des impôts (CGI) institue à chaque exploitant une « Taxe sur les éoliennes maritimes » dépendantes du nombre de megawattheurs installé. A compter de l'année suivant la mise en service, elle sera reversée à:

- 50 % aux communes littorales d'où les installations sont visibles, dans une limite de 12 milles marins (22 kilomètres).
- 35 % aux comités des pêches professionnelles
- 10 % au financement de projets concourant au développement durable des autres activités maritimes dont 5 % aux organismes de secours et de sauvetage en mer.

1 La contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA)

La CTA finance les droits spécifiques d'assurance vieillesse des personnels des industries électriques et gazières. Depuis le 1er août 2021, son montant équivaut à 21,93 % de la partie fixe du tarif d'acheminement, défini par le gestionnaire de réseau. Ce montant dépend du tarif choisi par le fournisseur dans le cadre de mon contrat.

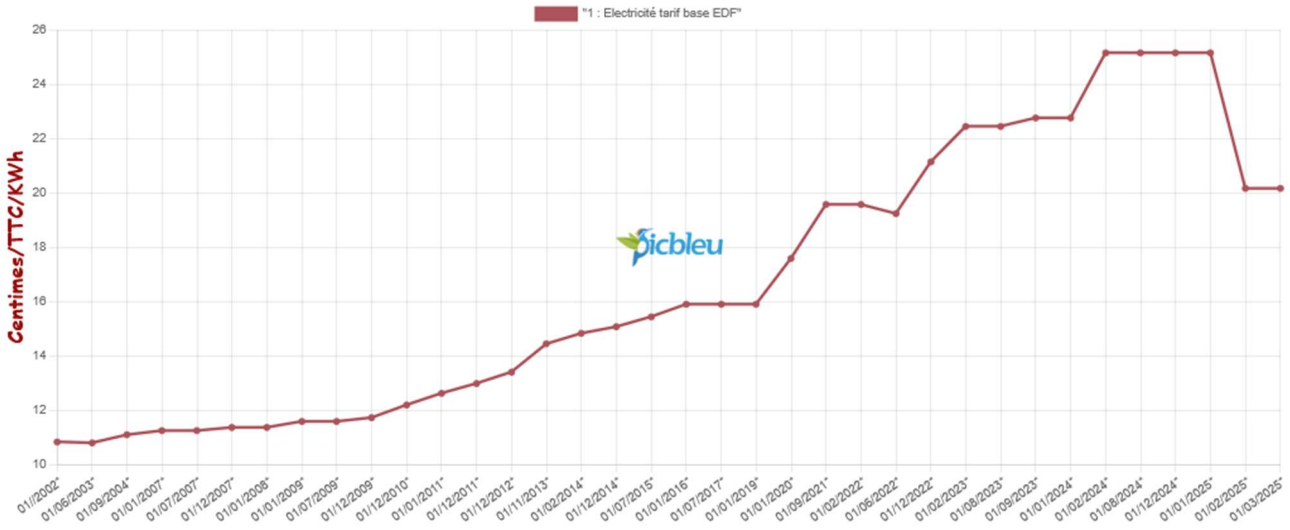
2 L'accise sur l'électricité

L'accise sur l'électricité (prononcer « aksise ») était auparavant appelée Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) et encore auparavant Contribution au service publique de l'électricité (CSPE).

Cette taxe s'élève à **0,02998 €/kWh** depuis le 1er août 2025 jusqu'au 31 décembre 2025, afin de compenser la hausse de la TVA sur l'abonnement, passée à 20 % depuis le 1er août 2025.


France Electricity Spot Prices (EUR/MWh) 48.600 -0.990 (-2.00%)
1200
1000
800
600
400
200
48.600
2021
2022
2023
2024
2025
1Y
5Y
10Y
All


Germany Electricity Spot Prices (EUR/MWh) 101.23
700
600
500
400
300
200
101.23
2021
2022
2023
2024
2025
1Y
5Y
All



10.9 - QUI PAYE ?

Directement par votre facture, ou indirectement par vos impôts, devinez qui paie ?

Et à qui ça rapporte ?

De l'argent français pour une société belgo-allemande qui installe des éoliennes chinoises.

11 - EN GUISE DE CONCLUSION

Les éoliennes permettent de décarboner l'électricité : FAUX elle est déjà décarbonée à plus de 90%
Augmenter la production d'électricité : dans l'immédiat nous n'en avons pas besoin, de plus cette électricité n'est pas disponible quand on en a besoin et perturbe le réseau quand on n'en a pas besoin.
Elles créent de l'emploi local, soit mais ces projets ne sont viables que grâce aux subventions. Tout emploi subventionné pénalise les autres emplois. Ça n'a rien avoir avec un vrai emploi industriel qui crée une valeur ajoutée utile.
Souveraineté énergétique : nous l'avons déjà et beaucoup plus que nos voisins. Notre souveraineté serait même quasi infinie avec les surgénérateurs à neutrons rapides.
Pallier la sous production électrique de la Bretagne : et la solidarité nationale ? les Bretons ont participé autant que les autres à la constitution de notre parc de production énergétique, il est normal qu'ils en aient un juste retour. La région parisienne aussi est en sous production chronique sans que cela pose plus de problème.

L'éolien, terrestre comme marin, présente des avantages (modularité, rapidité d'installation en mer), mais il souffre de **limites structurelles** :

- intermittence physique,
- faible facteur de charge,
- besoin permanent de back-up pilotable,
- EROI faible,
- coûts réseau élevés,
- dépendance aux subventions,
- impact paysager majeur,
- travaux lourds à terre pour l'offshore.

Ces contraintes combinées empêchent l'éolien d'atteindre une **rentabilité autonome**.
Il nécessite un **soutien public massif et durable**, et génère des impacts territoriaux significatifs.

Nonobstant tous les autres inconvénients (esthétique, impact sur la santé, impacts sur la nature et l'environnement …) et en se restreignant uniquement aux axes vus dans cette étude nous pouvons dire : Si on peut se passer d'éolien quand on a le plus besoin d'électricité, à quoi bon en installer, puisque ça ne sert à (presque) rien et que ça coûte cher.
À qui profite le crime ?

A ranger :

L'éolien une énergie sûre oui mais un peu moins que le nucléaire, en effet voici les chiffres de la mortalité pour 1 TWh produit (source https://www.msn.com/fr-fr/finance/autres/on-s-est-tromp%C3%A9s-sur-le-co%C3%BBt-r%C3%A9el-du-nucl%C3%A9aire-et-c-est-crucial-pour-le-climat/vi-AA24ibAe?ocid=hpmsn&cvid=8cb27801ad3841a5fef4f59bfe2dab22&ei=24, à26 min) :

- Charbon 26,6
- Pétrole 18,4
- Gaz 2,8
- Hydraulique 1,3
- Éolien 0,04
- Nucléaire 0,03
- Solaire 0,02