

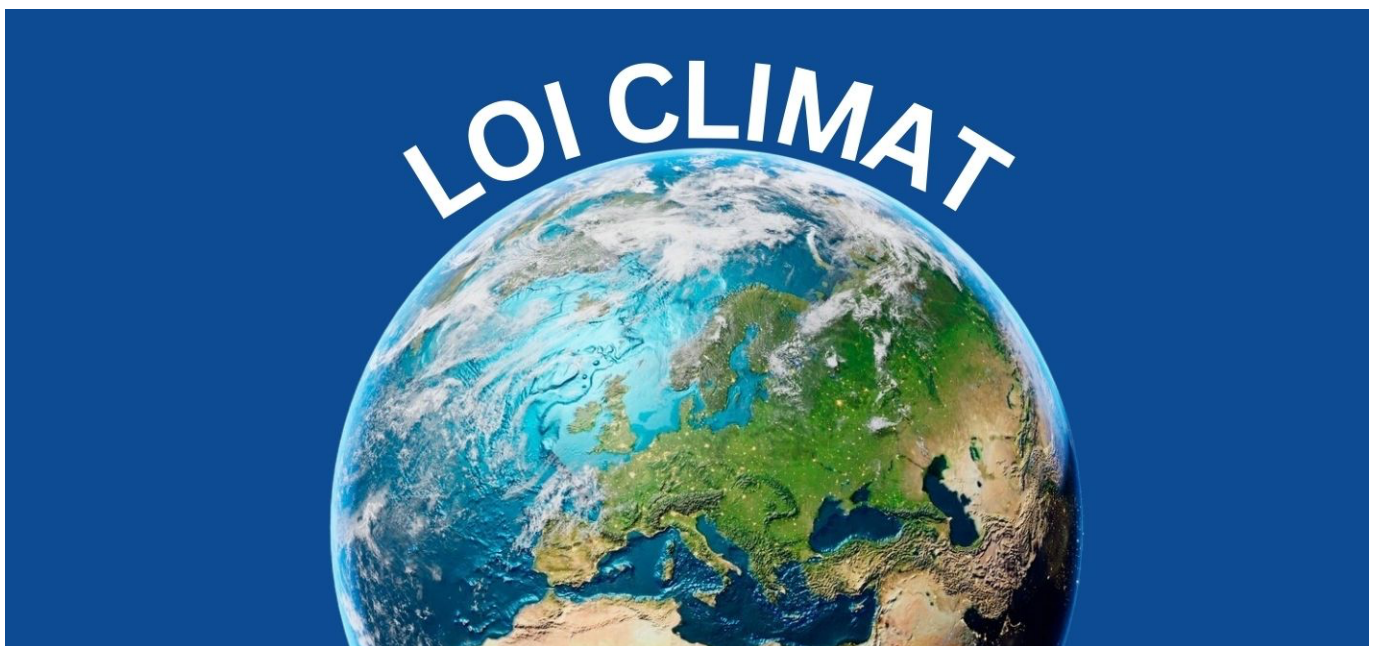
Etudes & Monographies (<https://fr.irefeurope.org/category/nos-publications/etudes-monographies/>)

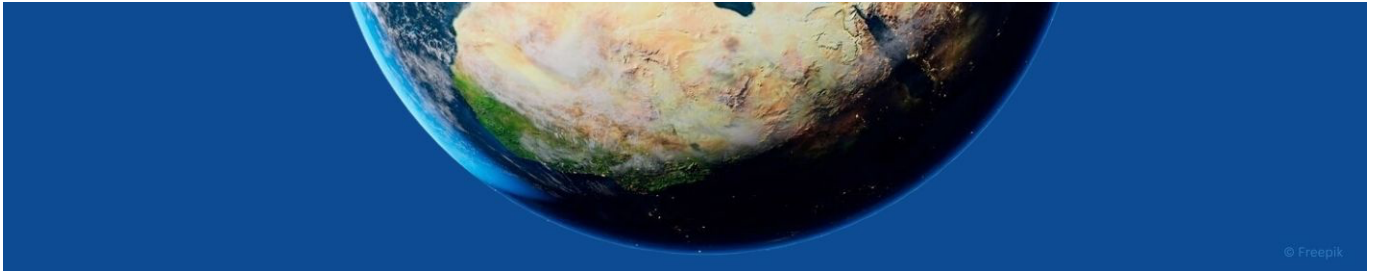
Loi climat de l'Union Européenne: un désastre économique et sociétal sans aucun effet sur le climat

📅 17 décembre 2025

👤 Vincent Bénard (<https://fr.irefeurope.org/autor/vincent-benard/>) Temps de lecture : 42 minutes

💬 10





"Ecouter"

L'Union européenne a entamé le processus législatif visant à inscrire en 2026 dans sa loi une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 90% en 2040, par rapport à celles de 1990. Cet objectif constitue un point d'étape avant l'atteinte espérée des « zéro émissions nettes » en 2050. En cas d'adoption définitive, les États membres devront transcrire ces dispositions dans leurs lois.

Notre rapport démontre que cet objectif est impossible à tenir car il suppose que l'UE dispose des moyens de multiplier par 2 à 3 la vitesse de décarbonation de l'économie, ce qui relève du rêve. En effet, l'Europe ne dispose ni des ressources financières, ni de la main d'œuvre, pour conduire aussi rapidement un changement complet de nos paradigmes énergétiques.

Pire encore, le plan suggéré, à base de déploiement massif d'électricité solaire et éolienne, d'investissements colossaux pour corriger l'intermittence de ces énergies, en ayant recours à des technologies dont la maturité technologique est incertaine, et la durabilité faible, ne présente pas les garanties de fiabilité nécessaires pour notre approvisionnement électrique. Des organismes officiels, y compris au sein de l'Union, ont souligné le manque de rigueur scientifique de certaines options retenues, notamment concernant le développement d'une filière hydrogène « verte », et dénoncent l'incapacité des états membres de déployer les réseaux électriques indispensables pour faire fonctionner des énergies renouvelables dont la puissance installée serait multipliée par quatre.

En outre, la volonté d'imposer aux agents économiques des modifications coûteuses, et parfois techniquement immatures, de leurs méthodes de production et de consommation d'énergie, les place dans une situation concurrentielle défavorable qui a d'ores et déjà provoqué une chute de certaines productions industrielles et menace de l'aggraver encore, poussant nombre d'industries, et notamment celles qui consomment beaucoup d'énergie, à délocaliser leurs sites de production, principalement vers l'Asie.

La recherche de la décarbonation à tout prix a déjà conduit les États membres à adopter des mesures limitant certaines libertés individuelles, à commencer par celles d'exercer certaines activités professionnelles, comme par exemple l'élevage. Elles vont également imposer aux ménages des dépenses massives qu'ils n'entreprendraient pas de façon rationnelle sans coercition législative. Poursuivre dans cette voie laisse craindre la multiplication de ce genre de mesures liberticides.

Malgré les 21 000 milliards d'Euros que l'UE prévoit de dépenser, ou de faire dépenser aux agents économiques privés, d'ici à 2040, pour mettre à exécution son plan climat, toutes les difficultés déjà apparues montrent que le plan n'a aucune chance d'être atteint: pas assez d'argent, pas assez de main d'œuvre, pas assez de demande de la société pour des produits « verts » tant que ceux ci seront beaucoup plus coûteux que les autres.

Le rapport démontre également que cette obsession climatique n'aura absolument aucun effet sur le climat mondial. La différence de contribution de l'UE aux températures terrestres en 2100, selon que le plan 2040 sera mis en œuvre ou pas, et selon les méthodes d'estimation du GIEC, est estimée entre deux centièmes et cinq centièmes de degré, tout à fait imperceptibles. Que l'Europe atteigne le net zéro en 2050, en 2100, ou quelque part entre ces deux dates, ne fait tout simplement aucune différence au niveau du climat mondial.

Le modèle énergétique retenu par l'UE s'inspire du modèle allemand de la transition énergétique défini sous les chanceliers Merkel et Schröder. Ce modèle a d'ores et déjà échoué, et même le chancelier allemand actuel s'en rend compte. Persister dans cette direction contre toute rationalité, par dogmatisme pur, constituerait une faute grave de l'Europe.

À l'instar des choix récemment opérés par l'administration américaine, L'Europe doit d'urgence admettre cet échec et effectuer un virage à 180° en faveur de l'adoption d'un « modèle français modernisé » de l'électricité fondé sur l'énergie nucléaire, certes actuellement plutôt chère et lente à développer en comparaison des énergies fossiles, mais qui suscite énormément de recherches et de développements prometteurs laissant espérer que ces désavantages compétitifs seront effacés en l'espace d'une génération.

Rapport

I. Contexte

Le 5 novembre 2025, le Conseil des ministres de l'Environnement de l'Union européenne a validé une proposition d'amendement à la loi climat de l'union^[1] fixant une nouvelle étape dans son agenda de réduction des gaz à effets de serre (GES) : -

90 % d'émissions nettes d'ici 2040, par rapport à 1990. Cet objectif prolonge l'agenda « Fit for 55 » (– 55 % d'ici 2030) et constitue la dernière étape avant l'objectif de neutralité carbone en 2050^[2].

L'amendement doit encore suivre un parcours législatif de plusieurs étapes, avant publication au Journal Officiel courant 2026. S'il est définitivement adopté, les États membres devront le transcrire dans leurs lois. Le présent rapport vise à analyser la **faisabilité économique, physique et technologique** de cette trajectoire, ainsi que les éventuelles conséquences sociétales de sa transposition législative.

II. Décryptage : ce que signifie réellement l'objectif – 90 % en 2040

L'objectif de réduction « – 90 % d'émissions nettes » doit être décrypté, car il comporte des subtilités. Tout d'abord, ce chiffre de –90% est jugé par rapport aux émissions cumulées en 1990, des pays composant l'UE aujourd'hui, même s'ils ne faisaient pas partie de l'Union il y a 35 ans.

Ensuite, la notion d'émissions nettes est la résultante des émissions brutes, traduites en « équivalent CO2 » (EqCO2) pour les autres gaz tels que le Méthane, desquelles on retranche les retraits de CO2 effectués par les « puits de carbone naturels terrestres », forêts, prairies, sols, généralement abrégés sous l'acronyme *LULUCF* (Land Use, Land Use Change and Forestry). Puis on retranche les retraits de CO2 éventuellement effectués par des méthodes industrielles, si elles existent. Enfin, le texte prévoit qu'à partir de 2036, en cas de retard dans la mise en œuvre de ces objectifs, l'UE puisse acheter des crédits carbone sur les marchés mondiaux ad hoc pour compenser une éventuelle contre-performance par le financement de réduction des émissions effectuées ailleurs dans le monde, à concurrence de 5% des émissions de 1990.

En 1990, les émissions brutes de GES de l'union représentaient environ 4,9 Gt EqCO2, et l'absorption LULUCF environ 300 Mt, soit des émissions nettes de 4,6 Gt. Réduire de 90% ce chiffre en 2040 les amènerait donc à 460 Gt. L'UE estime que l'absorption restera plutôt stable de l'ordre de 300 Mt, et le « joker » d'achats de crédits carbone à concurrence de 5% des émissions de 1990 donne une marge supplémentaire de 230 Mt. 460 Mt d'émissions nettes correspondent donc à ≈ 990 Mt d'émissions brutes, que l'on peut arrondir à 1Gt .

Réduire de 90% les émissions nettes de 1990 revient donc à réduire leur valeur brute de 4,9 à 1 Gt, soit une réduction de « seulement » 80%. **Par rapport à 2023**, où elles ont atteint 3,1 Gt, **la réduction nécessaire des émissions brutes est donc de 68%**.

On retiendra que les émissions de l'UE ont été diminuées de 37% en 33 ans, mais qu'il faudrait qu'elles soient réduites de 68 % dans les 17 années suivantes. Des réductions deux fois plus importantes dans un laps de temps deux fois plus court, est-ce réaliste ?

III. Faisabilité économique : l'égalité de Kaya

Relation entre émissions et PIB

L'économiste Yoishi Kaya a popularisé une égalité triviale montrant la relation existant entre émissions de CO₂, intensité carbone de l'énergie, l'intensité énergétique du PIB, l'évolution du PIB par habitant, et la population. Dans sa forme développée, cette égalité s'écrit ainsi:

On peut la simplifier de la façon suivante: Émissions = (CO₂/PIB) x PIB – Le terme (CO₂/PIB) est appelé « intensité carbone de l'Économie », que nous nommerons « *Ic* », exprimée en grammes de CO₂ par dollar.

Notre égalité abrégée devient donc: *Émissions = Ic x PIB*

L'évolution d'*Ic* dépend essentiellement des progrès technologiques qui nous permettent de remplacer les énergies fossiles par des alternatives, et d'utiliser moins d'énergie par unité de valeur créée.

Les objectifs 2040, quel réalisme ?

Entre 1990 et 2023^[3], le PIB réel de l'UE –hors inflation– a augmenté de 70%, soit 1,6% par an en moyenne, alors que les émissions brutes de GES sont passées de 4,9 à 3,1 Gt de CO₂, soit une réduction de 37%^[4].

Il fallait émettre 345 grammes de CO₂ pour produire 1\$^[5] de valeur en 1990, et seulement 128 g en 2023, soit une réduction de 63% en 33 ans, une moyenne de presque 3% par an, et même 3,2% par an entre 2008 et 2023. Ce résultat est tout à fait remarquable et est de loin le meilleur de toutes les grandes zones économiques du monde développé ou émergent.

Utilisons l'égalité de Kaya pour calculer respectivement en 2040 le PIB, la réduction de l'intensité carbone de l'économie, ou les émissions, selon 3 scénarios (*tableau 1*):

- **Scénario 1, « amélioration technologique constante »** : les objectifs d'émissions sont atteints (68% d'émissions brutes en moins par rapport à 2023),

et le rythme d'amélioration de notre Intensité carbone reste constant à 3,2% par an. => L'évolution du PIB qui en découle est elle réaliste ?

- **Scénario 2, « croissance économique constante »** : les objectifs d'émissions sont atteints, le PIB augmente de 1,6% par an => L'évolution de l'intensité carbone qui en découle est elle réaliste ?
- **Scénario 3, « poursuite des tendances actuelles »** : L'intensité carbone diminue de 3,2% par an et la croissance augmente de 1,5% par an => Quelle baisse des émissions peut on réellement espérer ?

Scénario	Émissions 2040/2023	Intensité carbone 2040/2023	PIB 2040/2023	Traduction
1	x 0,32	x 0,57	x 0,56	Pour atteindre l'objectif 2040 à progrès technologique constant, il faut diviser le PIB par presque 2, soit une décroissance annuelle de 3,3%: irréaliste
2	x 0,32	x 0,25	x 1,29	Pour atteindre l'objectif 2040 et continuer de croître nos économies au rythme habituel, il faut améliorer l'intensité carbone de l'économie de 7,8% par an, soit 2,4 fois plus vite qu'actuellement : c'est ce que veut l'UE, mais est-ce possible ?
3	x 0,74	x0,57	x1,30	En continuant nos progrès économiques et techniques au rythme actuel, nos émissions brutes seront réduites de seulement 26% au lieu de 68%, et atteindront 2,3 Gt au lieu d'environ 1 Gt: raisonnable

Tableau 1- Trois scénarios de réduction des émissions et d'évolution du PIB en Europe

L'égalité de Kaya est impitoyable pour le scénario n°1: l'Union Européenne ne peut pas, à progrès technologique constant, réduire ses émissions sans massacrer son PIB, ce que ses citoyens n'accepteront pas. Dans un régime de liberté économique, même encadrée, les agents économiques mettent leur ingéniosité en œuvre pour produire constamment mieux en donnant moins de peine: c'est la définition même de la croissance. Ajoutons qu'avec une démographie vieillissante, la croissance est absolument indispensable pour que la valeur produite par les actifs permette d'offrir un niveau de vie décent aux inactifs sans que le prélèvement sur leur revenu ne soit trop insupportable.

L'UE peut-elle espérer une réduction des émissions conforme à l'objectif 2040 avec une croissance simplement identique à celle qu'elle a connue ces dernières années (scénario n°2) ? À première vue, il paraît illusoire d'espérer que le progrès technologique en faveur de la décarbonation de notre énergie s'accélère 2,4 fois en si peu de temps, mais c'est pourtant ce que l'étude d'impact de la loi affirme. L'UE estime que si les baisses d'émissions passées étaient progressives, les conditions techniques et financières existent désormais pour une décarbonation quasi complète de l'économie, et ce sans renoncer à une croissance économique régulière. Nous examinerons le réalisme de cet objectif dans les chapitres à venir.

Rappelons cependant que le seul pays à avoir réussi à atteindre 5% de réduction de son Ic annuellement sur toute une décennie est la France, de 1980 à 1990. Pour cela, elle a mis en service 45 réacteurs nucléaires, ce qui reste le record mondial absolu sur un laps de temps aussi court. Cette performance, jamais renouvelée lors des décennies suivantes, a nécessité plus de 10 ans de préparation en amont. L'UE peut-elle battre ce record sur 15 à 25 ans à l'échelle de 27 pays ?

Les résultats de nos scénarios n°1 et n°2 pour 2040 sont parfaitement alignés avec ceux que l'IREF avait déjà mis en exergue pour les échéances de 2030 et 2050 dans son rapport de 2022 intitulé « politiques climatiques de l'Union Européenne, une analyse critique »^[6], qui concluait déjà à l'irréalisme des objectifs fixés par l'UE.

Dans un scénario n°3 raisonnable où la croissance et la diminution de notre intensité carbone se poursuivraient au rythme actuel, la réduction des émissions brutes ne serait que de 26% par rapport à aujourd'hui, soit de 54% par rapport à celle de 1990. En termes d'émissions nettes, et sans recours à la facilité comptable des crédits carbone, cela reviendrait à émettre environ 2Gt en 2040, au lieu d'1 Gt escomptée. Est-ce important ou négligeable pour le climat mondial ? Nous répondrons à cette question au chapitre VII.

IV. Ampleur du projet

L'ambition affichée par l'UE s'appuie sur les piliers suivants^[7]:

Une production d'électricité décarbonée, nécessitant une refonte complète de notre système de production, de distribution, et de stockage de l'énergie.

- Une large électrification des usages: industries, agriculture, bâtiments et transports.
- Une agriculture moins émettrice de GES
- Des instruments financiers largement privés, mais avec des incitations publiques

Il convient d'examiner chacun de ces points pour en évaluer la pertinence:

- Quelle est l'ampleur des changements projetés ?
- Quels sont les principaux risques technologiques, économiques et sociétaux associés à ce plan ?
- Les réductions d'émissions projetées sont-elles en rapport avec ces coûts et ces risques ?

La documentation associée à la loi « objectif climatique 2040 » est abondante mais il faut aller chercher au fins fonds d'une annexe^[8] de l'étude d'impact de la loi un récapitulatif des coûts d'investissement projetés entre 2031 et 2050, et dans d'autres documents (Origine BCE^[9]) ceux correspondant à la période 2025-2030, comme si la commission voulait rester discrète sur le détail des montants envisagés. On ajoutera que ces coûts correspondent à un investissement en capital brut, hors frais financiers. S'agissant d'une loi votée au parlement et déclinée par les États membres, impliquant des sommes considérables sur des longues durées, cela paraît bien léger.

Le tableau 2 ci-dessous en présente une synthèse fondée sur le scénario médian de l'UE, dans lequel la croissance du PIB se situe aux alentours de 1,5% par an.

EU 27	2026-2030 Annuel	2031-2040 Annuel	2026-2040 Total	2041-2050 Annuel
<u>Fourniture d'électricité</u>	148	289	3630	328
Générateurs d'électricité		128	≈ 1600	81
Réseaux électriques		88	≈ 1200	157
Autres: stockage, capture CO2		72	≈ 830	90
<u>Décarbonation de la demande hors</u>	338	355	5240	357

<u>transports</u>				
Industrie		46	≈ 680	24
Résidentiel		237	≈ 3500	242
Services		53	≈ 780	73
Agriculture		19	≈ 280	19
<u>Transports</u>	754	861	12380	885
Total	1241 /an	1505 /an	21250	1570 /an
PIB annuel moyen de la période (prévision)	18044	19444		22369
% du PIB	6,9%	7,75%		7,0%

Tableau 2 – Besoin annuel moyen d'investissement dans le système énergétique européen, (Mds d'€ 2023)

Les montants totaux, considérables, sont compris entre 7 et 8% du PIB. Ces pourcentages correspondent à une augmentation des dépenses dans notre système énergétique de 30 à 50% par rapport à la moyenne de la décennie 2010-2020. La Commission espère que l'essentiel des fonds proviendra du secteur privé, entreprises comme ménages, les aides publiques jouant le rôle d'un catalyseur de décisions d'investissements. Elle compte sur l'extension de son système d'échange de permis carbone (ETS) à un nombre croissant d'entreprises pour les inciter à décarboner leurs activités, sur des politiques de subventions directes importantes des États membres aux investissements ou aux achats verts, et sur des textes législatifs contraignants pour forcer des changements de comportement d'achat chez les consommateurs finaux.

V. description sommaire du plan de l'UE

Mais à quoi ces 21 000 milliards seront-ils employés ? L'UE prévoit une baisse de la consommation finale d'énergie en Europe mais une augmentation forte de la consommation d'électricité, par électrification rapide des usages aujourd'hui gourmands en énergies fossiles. L'UE prévoit donc d'augmenter sa production électrique totale, de 2900 TWh/an aujourd'hui, à entre 4500 TWh et 5200 TWh en 2040. La puissance électrique à fournir doit augmenter de 55% (513 GW en moyenne au lieu de 331, et plus 900 GW en puissance de pointe quand la demande est à son maximum).

Génération d'électricité

L'Union européenne prévoit une hausse continue de la part des énergies renouvelables intermittentes (ENRi) dans la production électrique:

- Les capacités éoliennes terrestres doivent être triplées, l'éolien offshore multiplié par 9^[10], et le solaire par 4, portant la puissance installée des ENRi à environ 1900-2000 GW au lieu de 500 aujourd'hui. Les ENRi doivent représenter plus de 80% de la production électrique européenne en 2040.
- Les autres énergies pilotables non fossiles, hydroélectricité, biomasse, nucléaire, évoluent peu. Notamment, le nucléaire est jugé trop lent à déployer, du fait du petit nombre de réacteurs en projet (11) ou en chantier (4) dans l'Union.
- Les capacités fossiles doivent être réduites de 40%. Au total, la puissance nominale du réseau électrique doit être portée à 2400 GW contre 1100 aujourd'hui, mais avec une forte diminution de la capacité des centrales pilotables, à environ 400 GW, nettement en dessous de la demande moyenne attendue.

Transport et distribution de l'électricité

- La quantité d'électricité à transporter et à distribuer augmentant, la quantité de lignes électriques doit également croître. L'UE prévoit de déployer 150 000 km de nouvelles lignes haute et moyenne tension (transport) ou basse tension (distribution), dont 18 000 km de câbles sous-marins et 20 000 de câbles souterrains très coûteux, dont une grande partie dès 2030, pour anticiper les besoins de connexions futures.
- Les ENRi changent radicalement l'organisation du réseau. Chaque unité génère une petite quantité de courant aléatoire, mais avec un maillage bien plus fin qu'un réseau de centrales classiques. De plus, le réseau de distribution ne doit plus seulement acheminer le courant vers le client final mais aussi recevoir le courant des toitures solaires. Cela impose le déploiement massif de nouveaux équipements de contrôle de tension, de fréquence, de gestion numérique, etc., pour maintenir la fiabilité du réseau électrique.
- Les interconnexions frontalières joueront un rôle essentiel pour amortir les

déséquilibres géographiques de la disponibilité du vent et du soleil. L'UE prévoit de les doubler d'ici 2040 (270 GW au lieu de 126) et tripler en 2050.

Stockage de l'électricité

- La production des ENR étant variable, tantôt plus élevée que la demande, tantôt plus basse, il convient de gérer cette intermittence pour qu'à tout moment, la quantité d'électricité distribuée soit égale à la demande. Aujourd'hui, cette stabilisation est assurée par des centrales de secours fonctionnant souvent aux énergies fossiles.
- L'UE souhaite remplacer ce dispositif par du stockage d'électricité, avec en 2040 une multiplication par 15 des parcs de batteries (de 15 GW à plus de 225), un léger développement de stations de transfert d'énergie par pompage hydraulique (STEP) et la diversification des technologies de stockage à plus long terme, et notamment l'hydrogène « vert » produit à partir des excès d'électricité renouvelable.
- Le plan hydrogène est particulièrement ambitieux: il sera produit à partir des surplus d'électricité renouvelable, acheminée vers des électrolyseurs capables de casser des molécules d'eau pour en extraire l'hydrogène sans émettre de CO₂. Cet hydrogène « vert » sera acheminé sous haute pression par environ 40 000 km de tuyaux, vers des cavernes salines souterraines naturelles qui servent aujourd'hui au stockage du gaz naturel, puis extrait de ces stockages vers d'autres tuyaux pour soit entraîner des turbines électriques, soit servir de carburant à des installations produisant principalement des engrais azotés, du méthane ou des biocarburants pour l'aviation.

Décarbonation de la demande d'énergie : industrie, agriculture, bâtiments

- Les industries à forte intensité énergétique (sidérurgie, ciment, verre, papier, raffinage, chimie de base, engrais) sont incitées à adopter des procédés bas carbone (électricité, hydrogène...), ou la capture et le stockage de leurs émissions.
- L'UE prévoit une réduction des émissions agricoles en améliorant l'efficacité des pratiques de culture et d'élevage, notamment par l'optimisation de l'usage d'engrais et d'engrais « verts », une gestion améliorée des sols, de la rotation des zones de culture et d'élevage, et la diffusion de techniques de production à plus faible intensité carbone.
- Elle prévoit une réduction de la consommation énergétique des bâtiments, grâce notamment à des normes renforcées d'efficacité pour la construction neuve, à l'amélioration de l'isolation des logements existants et l'adoption de pompes à chaleur électriques.

Décarbonation des transports

- Le transport est de loin le secteur dans lequel les investissements attendus par l'UE sont les plus élevés, représentant près de 60% de leur total en 2040 (cf § IV)
- L'Union européenne prévoit une électrification massive du parc routier (voitures et poids lourds), en visant une généralisation progressive des véhicules particuliers et utilitaires à batterie, soutenue par des normes d'émissions qui interdisent les ventes de voitures à moteurs thermiques neufs à partir de 2035. Elle veut également soutenir le développement d'une infrastructure de charge rapide.
- Les transports urbains et régionaux (bus, trains diesel) doivent être largement électrifiés, l'investissement dans les « mobilités douces » encouragé, et le transport aérien et maritime doit évoluer vers des carburants renouvelables ou bas carbone.

Cohérence entre production, réseaux, stockage, et demande

- Les scénarios de l'UE reposent sur une hypothèse implicite mais déterminante : **la cohérence temporelle entre les trois piliers du système énergétique**, production, transport et stockage, et un quatrième pilier, l'augmentation de la demande. Que l'une de ces composantes du plan prenne du retard et la sécurité de l'approvisionnement électrique de l'Europe peut être remise en cause.
- Cette cohérence est d'autant plus délicate à garantir que ce plan européen doit être décliné en volets nationaux par les États membres, et il suffit que tous ne progressent pas à la même vitesse pour que des déséquilibres majeurs apparaissent.

VI. Principales critiques du plan climat 2040 de l'Union

Il n'y a pas à ce jour de critique globale du plan « climat 2040 » de l'Union. En revanche, de nombreux travaux examinant certains points particuliers ou certaines déclinaisons de ce plan au niveau d'un État membre soulignent l'existence de difficultés importantes. Nous n'en citerons que quelques-unes particulièrement significatives.

Production d'électricité : l'équation économique impossible des ENRi

- Les énergies renouvelables intermittentes produisent beaucoup lorsque le vent et l'ensoleillement sont abondants, et très peu lorsque ces deux éléments se font rares (période souvent désignée par son nom allemand, *Dunkelflaute*). Au niveau européen, l'observation des données des dernières années montre que

la production des ENRi peut varier de 5 à 65% de sa capacité maximale à un instant donné. Au niveau d'un seul pays comme la France ou l'Allemagne, le niveau de disponibilité des ENRi peut tomber à moins de 1%. Cela a de grandes conséquences sur l'économie des ENRi.

- Alors que la demande moyenne est projetée à ≈ 500 GW en 2040 (pointe: 900 GW), les 2 TW d'ENRi installées produiront jusqu'à 1300 GW en période de forte charge météorologique. Or, à tout moment, la demande et l'offre d'électricité doivent coïncider. En l'absence de capacités de stockage importantes, **il y aura donc de plus en plus fréquemment des périodes de surproduction massive d'électricité** aboutissant à des prix de gros négatifs, où certains producteurs doivent payer pour pouvoir injecter leur électricité sur le réseau. Cela conduit systématiquement à des coupures forcées de certaines centrales sur ordre des gestionnaires de réseau, contre dédommagements. Eurelectric^[11] note une explosion récente du nombre d'heures où au moins un pays de l'UE est confronté à des prix négatifs (figure 1).

Figure 1 – Nombre d'heures de prix de gros de l'électricité négatifs dans au moins un pays de l'UE

- Au niveau européen, l'ENTSO-E^[12] alerte sur le risque d'explosion de ce phénomène d'ici à 2030. « *Il y a des indications claires que les événements de génération excessive d'électricité deviendront chose commune d'ici à 2030* »,

les capacités ENRi installées à cette date dépassant largement les fourchettes de consommation observées.

- En France, le haut-commissaire à l'énergie atomique note^[13] que « *L'offre est déjà trop importante, nous vivons une surcapacité de production (...) Les épisodes de prix spot^[14] négatifs ou nuls, rares jusqu'en 2023, ont explosé* », et indique qu'en juin 2025, le nombre d'heures à prix négatifs était déjà supérieur à ce même nombre pour toute l'année 2024. Pour les mois d'avril, mai et juin, 15% des heures sont désormais en situation de prix négatif. Cela oblige les gestionnaires de réseau électrique à forcer des producteurs, y compris d'ENRi, à couper leur production, moyennant des dédommagements de plus en plus élevés.
- En contrepartie, en période de *Dunkelflaute*, fréquentes en automne et en hiver, si la demande est élevée, le déficit de production peut devenir important car les capacités pilotables seront très inférieures à la demande de pointe, laquelle peut être très élevée aux mêmes époques du fait du froid. Dans ces moments, les prix « spot » peuvent atteindre des sommets, mais les producteurs d'ENRi n'en profitent évidemment pas.
- Par conséquent, le « temps rentable » des fermes de production d'ENRi diminue au fur et à mesure que leur installation augmente. Dans un pays comme le nôtre, où les moyens de production pilotables nucléaires ne peuvent massivement s'effacer devant les renouvelables, le haut commissaire à l'énergie atomique conclut que « **Les moyens renouvelables actuellement mis en service et ceux déployés dans la future décennie seront très largement contraints de ne pas produire. Chaque actif (renouvelable) nouvellement installé sera quasi échoué dès son inauguration et ne pourra produire que marginalement, ce qui se traduira par des coûts considérables pour le contribuable, pour de l'électricité qui ne sera pas produite** »
- Les capacités renouvelables massives ne peuvent donc être rentables qu'en présence de subventions de plus en plus fortes. Or, la promesse politique de la transition énergétique était que ces subventions ne soient que temporaires, pour aider le secteur à se lancer. De fait, certains gouvernements ont commencé à réduire ces aides, parfois sous la pression de leurs électeurs.
- Faute de schémas de subventions suffisamment élevés pour couvrir tous les risques, plus de 150 GW de projets dans l'éolien Offshore ont été abandonnés dans le monde entre 2023 et 2025^[15], dont environ 100 GW en Europe, et l'UE constate pour la première fois une baisse des installations solaires^[16] en 2025. De plus, les coûts unitaires de déploiement des ENRi baissent bien moins vite que lors de la décennie précédente. Par conséquent, **on ne voit pas comment l'investissement dans les renouvelables pourrait augmenter sans faire exploser les subventions.**
- De fait, l'agence de coopération des régulateurs européens de l'énergie (ACER)

estime que les coûts du système électrique^[17] augmenteront de 20 à 40% entre 2024 et 2030, et doubleront d'ici 2050, et que d'une façon ou d'une autre, ce coût sera porté par les ménages et les entreprises, qui verront leur facture exploser, menaçant à la fois notre niveau de vie et notre compétitivité.

- Pire encore, plus les ENRi se déploient, et plus les moyens de production classiques (gaz, charbon, nucléaire) doivent s'effacer devant la surproduction renouvelable. Dans le cas du nucléaire français, cet effacement est absolument dramatique économiquement: il réduit le taux d'utilisation des centrales ainsi que la durée de vie de certains de leurs équipements non prévus pour fonctionner en « stop and go »^[18]. Ces deux phénomènes augmentent considérablement le prix de revient de l'électricité produite par ces centrales, obérant leur rentabilité. Le développement de nouvelles centrales nucléaires est donc rendu économiquement impossible par le développement massif des capacités renouvelables^[19].

Production électrique: fiabilité du réseau

- Les difficultés liées au déploiement massif d'ENRi ne sont pas seulement économiques. Les lois de la physique rendent la distribution de cette électricité aléatoire plus difficile à maîtriser que celle des centrales pilotables éprouvées du siècle dernier, lesquelles utilisent les propriétés d'inertie rotative de leurs turbines pour adapter en permanence et en douceur leur production à la demande de courant.
- **Le blackout survenu en Espagne le 28 avril 2025** a montré qu'en l'état technologique actuel, un réseau très majoritairement alimenté en ENRi n'est pas fiable^[20] car il ne possède pas cette capacité d'adaptation permanente de la production de courant à la demande par inertie qui caractérise les centrales classiques à turbine. Or, les ENRi représentaient 77% de la génération électrique lorsque l'incident s'est produit, soit moins que le pourcentage moyen de renouvelables envisagé par l'UE en 2040.
- Le nucléaire français, de par sa capacité d'inertie, a fait office d'amortisseur de crise entre le réseau espagnol en pleine chute et les autres réseaux européens. Sans lui, l'incident aurait pu avoir de toutes autres répercussions sur tout le continent^[21]. Un développement anarchique des ENRi à grande échelle dans toute l'Union interroge sur la fiabilité future de notre approvisionnement électrique^[22]. Depuis le blackout, l'Espagne a relevé la proportion minimale de centrales au gaz maintenues sur son réseau, réduisant la puissance ENRi injectable sur le réseau et donc les revenus des parcs éoliens et solaires^[23].
- Le pré-rapport officiel d'ENTSO-E^[24] sur cette panne fait état d'un manque de résilience du réseau électrique espagnol, incapable de réagir aux fluctuations de production inhérentes aux ENRi et à la difficulté d'adapter dans des très temps très courts la génération de courant à des variations même faibles de la

demande. Il pointe une insuffisance des moyens de production pilotables maintenus sur le réseau électrique, et un investissement insuffisant dans ce dernier pour l'adapter à la prépondérance des ENRi comme sources de courant, tant dans les lignes de transmission que dans les moyens de stockage.

- ENTSO-E rapporte^[25] que les incidents de surtension sur les réseaux européens sont passés de 34 par an en 2015, à environ 730 en 2020, et 8645 en 2024. Soit une augmentation de... 25 000%. Cette explosion des incidents est attribuée à la récente accélération du déploiement des ENRi. Ces incidents ne pourront être réduits que par un investissement massif dans la modernisation des réseaux et le développement de stockage des excédents d'électricité produits par les ENRi.
- Ces chiffres montrent que la maturité technique d'un réseau électrique alimenté principalement par des ENRi n'est pas atteinte. Dans le milieu industriel, on valide des prototypes avant de passer au stade de déploiement industriel. Avec la transition écologique, l'Europe décide de généraliser en force un modèle qui n'est pas convenablement prototypé. Un industriel qui agirait ainsi vis à vis de la sécurité de son produit serait passible des tribunaux.

Sécurité énergétique du modèle ENRi + Stockage

- La demande d'électricité varie constamment, et par conséquent, tout système électrique doit entretenir une capacité de production supérieure à la demande de pointe. Dans tout système électrique, même pilotable, il y a une surcapacité structurelle des moyens de production. En France, la flexibilité de la demande est peu assurée par le nucléaire, qui n'est pas fait pour cela, mais pour partie par l'hydroélectricité (Barrages ou réservoirs STEP) et aussi, pour une faible part, par des centrales de backup fossiles (gaz essentiellement).
- Les batteries seront utilisées pour du stockage de courte durée, pour répondre aux variations quotidiennes de demande et aux à-coups de la production des ENRi pour remplacer des centrales gaz dites « de pointe ». L'UE projette de déployer 227 GW de batteries supplémentaires d'ici 2040^[26], contre à peine 15 aujourd'hui, capables de délivrer cette puissance typiquement pendant 4 heures avant de devoir être rechargées.
- Le prix de ces batteries ne diminuera plus aussi vite que dans les années 2000-2015, les scénarios internationaux courants^[27] pariant au pire sur une stagnation si la fabrication n'arrive pas à suivre la demande, et au mieux une division par 3 si tous les facteurs (chaînes logistiques et progrès technologiques) s'alignent favorablement.
- La faiblesse structurelle du modèle « intermittence + stockage » concerne le stockage long. En effet, celui-ci doit être capable de faire face à des périodes de *Dunkelflaute* élevées au niveau européen. Une étude universitaire de référence^[28] portant sur 38 années de données météo montre que la saison hivernale 1996/1997 constitue le record à prendre en compte, avec 55 jours de

sécheresse météo au niveau européen. Ces périodes ne sont pas totalement sans vent et sans soleil mais alternent des périodes de sécheresse météo avec des périodes de de vent et soleil insuffisantes pour à la fois alimenter la grille et recharger les stockages.

- Mais contrairement à des usines en backup, le stockage ne produit pas d'électricité, il ne fait que la convertir pour la restituer, avec de fortes pertes de rendement au passage. Si un cygne noir météorologique venait à enfoncez les records de la saison 1996-1997, même si le dimensionnement pour cet événement était correct, **alors l'Europe serait en fort risque de pénurie sèche d'électricité sur une durée non prévisible**. Un tel événement serait catastrophique, et ne pourrait être évité qu'en rationnant considérablement la demande électrique côté clients: usines au ralenti, voitures électriques non indispensables à l'arrêt, etc.
- Le modèle de flexibilité assuré par des centrales fossiles et hydroélectriques n'est pas sans risque lui non plus, puisque les prix du gaz peuvent s'envoler, et que des conditions géopolitiques défavorables peuvent en réduire l'approvisionnement. Mais au moins ces risques ne sont-ils pas par nature intrinsèquement liés aux lois de la physique et peuvent-ils faire l'objet de solutions politiques.
- L'étude précitée montre que le besoin de stockage varie considérablement en fonction de la qualité des interconnexions entre pays, car les épisodes de sécheresse météorologique ne sont jamais uniformes sur tout le continent. Entre un scénario utopique d'interconnexion parfaite et la situation projetée des interconnexions en 2040, le besoin de stockage mesuré varie entre 11 et 26 jours de consommation électrique prévue en 2040 (159-351 TWh). Le besoin de stockage réel se situera donc dans cette fourchette.
- En effet, en l'absence de bonnes interconnexions, les durées de sécheresse de pointe à prendre en compte localement augmentent: 109 jours en Allemagne(1995/96), et 131 jours en Espagne (1988/89). Le développement des interconnexions est donc vital pour réduire le besoin global de stockage.
- Pour de telles durées de stockage, l'usage des batteries est exclu: même dans l'hypothèse de coût et de durée de vie la plus favorable, 159 TWh de batteries coûteraient... 20 000 milliards d'euros à renouveler tous les 15 ans. Les plans européens parient donc sur les stations de pompage hydroélectriques (mais le manque de nouveaux sites géographiques compatibles limite cette option) et sur l'hydrogène, en conjonction avec une amélioration des réseaux.

Réseaux: des retards déjà majeurs

- La simple logique indique que sans bons réseaux de transmission, ni le surcroît de production d'ENRi, ni le stockage, ni le surcroît de demande, ne pourront être satisfaits. Voilà pourquoi l'ENTSO-E estime non seulement que le coût total des

investissements nécessaires atteint 1200 Mds€, mais que cet effort doit être consenti très rapidement, avec un très gros programme dès avant 2030 (cf § VI).

Pas de réseaux, pas de transition !

- Selon le commissaire européen à l'énergie, 40% du réseau continental est dépassé^[29] (plus de 40 ans), et l'association européenne des énergéticiens estime que l'investissement dans la grille doit être augmenté de 85% par an dès à présent. Problème: comment financer de tels travaux ?
- La Cour des auditeurs de l'UE^[30] note que l'investissement actuel dans les réseaux est insuffisant par rapport aux objectifs affichés. Surtout, le temps de complétion d'un projet de ligne est beaucoup plus élevé que celui de l'implantation d'une éolienne ou d'une ferme solaire, ce qui menace l'indispensable cohérence temporelle des investissements dans les différentes parties du système.
- L'ENTSO-E indique^[31] qu'en 2030, seuls 35 GW d'interconnexions entre pays seront ajoutés, là où un besoin supplémentaire de 88 GW serait nécessaire pour optimiser les transferts d'électricité entre pays et réduire les besoins de stockage d'électricité dans chacun d'entre eux.
- La Cour des comptes allemande a publié un rapport très négatif sur l'avancement de la transition outre-Rhin^[32]. Le programme de déploiement de réseaux électriques, prévoyant 14 000 km de lignes supplémentaires entre 2010 et 2030, n'est accompli qu'à 20%. En 2023, le retard sur le planning initial est de 7 ans et 6 000 km.
- La Banque publique de développement allemande KfW^[33] indique que les gestionnaires de réseau électrique en Allemagne ne disposent que du quart des fonds nécessaires pour financer l'évolution des réseaux. Elles devront soit solliciter les banques, soit lever des capitaux pour plus de 350 milliards d'Euros dans les prochaines années. Mais qui les leur apportera, alors que la rentabilité de ces investissements apparaît aléatoire ? Ce problème se répètera dans toute l'Europe.
- L'exemple des Pays-Bas^[34] montre que dans un pays où le taux de pénétration du solaire est élevé (40% des maisons équipées), le réseau électrique nécessite des mises à niveau techniques massives pour intégrer des millions de petits centres de production solaires. Ces mises à jour sont estimées à pas moins de 200 Mds€ d'ici 2040. Pire encore, le pays manque de 28 000 techniciens et ingénieurs qualifiés pour mener à bien ces mises en œuvre, ce qui provoque une pénurie de capacité de connexion au réseau^[35]. Aujourd'hui, le pays refuse des projets industriels faute de capacité réseau disponible, et certaines villes en viennent à bloquer l'urbanisation pour les 5 ans à venir car il n'est plus possible de connecter des logements neufs au réseau. Le gouvernement néerlandais publie régulièrement des cartes de disponibilité de raccordement au réseau électrique (figure ci-dessous) qui illustrent cette situation de pénurie.

Figure 2 – Connectivité au réseau électrique néerlandais, octobre 2024.

- Bien sûr, une simple règle de trois ne permet pas de déduire de l'exemple néerlandais le coût total de la mise à niveau des réseaux au niveau européen. Mais si la mise à niveau d'un réseau d'un pays moderne de 18 millions d'habitants est estimée par les autorités locales à 200 Mds€, peut-on croire que 1200 Mds, soit seulement 6 fois plus, suffiront pour un continent de 450 millions de personnes, soit 25 fois les Pays-Bas ? Ou faut-il craindre une sous-estimation importante des besoins de financement réels ?
- S'il manque 28 000 personnels qualifiés aux Pays Bas pour mener à bien le programme d'adaptation des réseaux électriques, combien en manque-t-il au niveau de toute l'Europe ? Un calcul proportionnel suggère un déficit de 700 000 personnes. Un document du Parlement européen du 19 juillet 2025^[36] évoque une augmentation nécessaire de 50% de la force de travail, actuellement de 835 000 personnes, d'ici à 2030. L'association des producteurs européens d'électricité, Eurelectric, indique^[37] que deux millions d'emplois supplémentaires seraient à créer pour mener à bien l'amélioration nécessaire des réseaux à l'horizon 2050. La fourchette est large mais même calculés à minima, les besoins actuellement non satisfaits de personnel formé sont considérables.
- Or, dans un secteur technologiquement pointu et déjà mature, une

augmentation aussi rapide des ressources qualifiées paraît hautement improbable. En effet, ces secteurs se caractérisent par des cycles de formations techniques longs, une culture d'ingénierie nécessitant des connaissances élevées, et une faible élasticité du marché du travail du fait de la rareté de ces compétences. Par conséquent, intégrer rapidement des masses d'employés qualifiés dans ces secteurs est difficile.

- La Cour des auditeurs de l'UE note que le secteur des réseaux a augmenté ses effectifs de 13% entre 2014 et 2022, soit 1,5% par an^[38]. On est loin d'une augmentation de 50% en 5 ans ou de 100%, voire 200%, d'ici 2050.
- **L'ensemble des problèmes économiques et goulots d'étranglement déjà rencontrés pour déployer de nouveaux réseaux électriques suffit à affirmer que les objectifs de la Commission ne seront atteints ni en 2030 ni en 2040.** Et comme la mise en place de réseaux performants est la condition sine qua non du déploiement des autres pans du plan de transition, on peut affirmer que **le plan climat 2040 de l'Union européenne est mort-né.**

Plan hydrogène: un prototype immature, aux coûts très incertains

- En 2024, la Cour des auditeurs de l'Union a émis des doutes sur le réalisme de la stratégie hydrogène de l'Union^[39]: objectifs incohérents entre déploiement d'électrolyseurs, de réseaux et de stockage, absence d'analyse sérieuse sur la demande réelle d'hydrogène, etc. Elle note que le besoin de puissance des électrolyseurs pour 2030 est évalué à 140 GW, mais que moins de 3 GW de projets sont à un stade avancé, et moins de 50 au stade des études préalables. Elle estime que les objectifs de production ne seront pas atteints malgré 20 Mds€ de fonds publics engagés, que la déclinaison des objectifs de l'UE en plans nationaux des États membres est très insuffisante, **et surtout que les objectifs définis par l'Europe ne reposent pas sur des données scientifiques rigoureuses mais sur de l'affichage politique.**
- La Cour des comptes allemande a étrillé la politique hydrogène du pays^[40]. La mise en service d'électrolyseurs n'atteint que 2% de l'objectif prévu pour 2030, et n'atteindra sans doute pas la moitié à cette échéance. L'Allemagne espère importer de l'hydrogène vert pour alimenter ses industries utilisatrices, mais les importations projetées à l'horizon 2030 représentent 75% de la production mondiale prévisible. Pire encore, L'Allemagne lance un programme de 9000 km de canalisations hydrogène pour du gaz qui n'existe pas et ne sera selon toute vraisemblance pas produit. Enfin, les industries dont le gouvernement espère qu'elles absorbent la production d'hydrogène, comme la sidérurgie, ne semblent pas intéressées, l'usage de l'hydrogène à la place du charbon ou du gaz n'étant à ce jour pas du tout rentable.
- Les processus de conversion électricité => H2 => stockage => déstockage =>

électricité sont très énergivores, avec un rendement réel de l'ordre de 25%^[41]. Par conséquent, pour stocker 1 KWh d'électricité produit par cette filière, il faut en gaspiller 3, et donc augmenter le nombre d'installations éoliennes ou solaires dans d'importantes proportions juste pour alimenter le stockage, ce qui explique en grande partie l'augmentation très élevée des ENRi projetée par l'UE. Mais si le stockage ne suit pas, nombre de ces parcs d'ENRi seront installés en pure perte.

- La maturité technologique de la filière est l'objet d'interrogations. L'Agence Internationale des Energies Renouvelables (IRENA) indique^[42] que si certains éléments de la chaîne de production d'hydrogène vert sont techniquement matures, ce n'est pas le cas de tous. Par exemple, les électrolyseurs existants sont de capacité moyenne et le déploiement d'unités de plus grande capacité pose encore des questions. Les deux seules technologies d'électrolyseurs déployables voient de surcroît leur rendement ou leur durée de vie réduite par le mode de fonctionnement *stop and go* imposé par une alimentation en électricité intermittente, ce qui obère leur rentabilité. Le transport longue distance d'hydrogène ou son stockage en cavernes salines nécessitent encore des améliorations, tous les risques de fuite n'étant pas résolus.
- Enfin, l'IRENA indique qu'il y a une pénurie de personnels qualifiés capables de concevoir, manager et installer et maintenir des grands projets dans ce secteur, comme dans le domaine des réseaux vu précédemment.
- Tout cela laisse à penser que les objectifs de l'UE en matière d'hydrogène ne relèvent pas d'une stratégie développée de façon professionnelle, mais d'un vague concept abstrait politiquement attractif, traduit en objectifs sans aucune recherche de réalisme. Un tel amateurisme laisse pantois.

Décarbonation de la demande, industrie et agriculture

- De nombreux projets de production d'Hydrogène annoncés au début de la décennie sont abandonnés^[43] par des géants tels que BP, Equinor, Repsol ou Shell, faute de demande de la part des industries utilisatrices. L'action du norvégien NEL, leader de la fabrication d'électrolyseurs, a chuté^[44] de plus de 70% après qu'il ait annoncé la mise en chômage technique de ses unités de production.
- La banque ING note que les promoteurs de projets d'hydrogène vert n'ont pu signer des contrats de fourniture de long terme ne couvrant que 10 à 15% de leur (pourtant maigre) production. Les clients potentiels (aciéries, fabricants d'engrais, etc.) estiment que par rapport aux concurrents mondiaux utilisant les technologies fossiles, leur désavantage compétitif durera dix à quinze ans, ce qui favorisera des approches attentistes.
- L'agriculture n'est pas encore près à décarboner ses moyens de production. Par exemple, les ventes mondiales de tracteurs électriques ont atteint 1500

exemplaires en 2024^[45], alors qu'il s'est vendu 204 000 tracteurs neufs en Europe cette même année, dont 144 000 pour l'agriculture^[46]. La croissance de ce marché restera modérée jusqu'en 2035. Et nous avons vu que la production d'engrais à base d'hydrogène vert tardait à décoller. Actuellement, 99% des fertilisants et insecticides sont fabriqués à partir de carburants fossiles^[47] et rien n'indique la possibilité d'une transformation rapide de ce secteur.

Décarbonation des bâtiments

- Les économies d'énergie résultant de travaux d'isolation se révèlent souvent décevantes. En France, l'INSEE^[48] note que ceux qui ont été financés par le dispositif « Ma prime rénov » ont coûté en moyenne 14 300 euros et ont permis d'économiser en moyenne 120 euros par an, soit une période de retour sur investissement supérieure à 100 ans ! En Allemagne, l'expérience montre qu'elle est rarement inférieure à 75 ans^[49].
- L'association européenne des fabricants de pompes à chaleurs note une forte baisse des ventes^[50] depuis le pic de 2022 (-27%), sous le double effet d'une baisse globale des subventions, et de l'augmentation des prix de l'électricité, de 2 à 4 fois plus chère que le gaz par kWh, ce qui annule le bénéfice de leur rendement supérieur. L'UE espérait que 60 millions de pompes à chaleur seraient installées en 2030, les prévisions actuelles se situent plutôt autour de 40.
- L'électrification résidentielle devrait passer de 26% en 2023 à 28% en 2030, entraînant des réductions de CO2 de 1,7% par an, soit nettement moins que lors de la précédente décennie^[51]. à ce rythme, la baisse des émissions résidentielles entre 2023 et 2040 atteindra 25%, très loin des 70% espérés. La hausse des prix de l'électricité, pour toutes les raisons précédemment évoquées, est un frein majeur aux décisions d'investissement des ménages.

Décarbonation du transport automobile

- Il y a 250 millions de voitures en circulation en Europe, dont environ 5 millions de voitures électriques. Les ventes annuelles de véhicules particuliers sont comprises entre 10 et 12 millions d'unités. Les VE et hybrides rechargeables en représentent 21%. En supposant que l'interdiction des ventes de voitures à moteur thermique à 2035 ne soit pas suspendue, malgré les pressions du chancelier Allemand Friedrich Merz et de la première ministre italienne Giorgia Meloni, et en considérant que la part de marché des électriques augmentera linéairement entre aujourd'hui et 2035, environ 125 millions de VE seraient vendus d'ici 2040. Les véhicules thermiques représenteront donc toujours au minimum 50% du parc roulant en circulation. Dans cette hypothèse plutôt favorable, on serait loin des 80% de VE espérés par l'UE sur ses routes.
- Cependant, rien n'indique que la hausse des ventes de VE soit soutenue. En fait, pour la première fois, en 2024, les ventes de VE et d'hybrides en Europe ont

diminué de 150 000 unités par rapport à 2023, leur part de marché passant de 22,5 à 20,9%. Rien ne dit que cette baisse ne soit pas passagère, mais elle pourrait indiquer que l'ère des hausses exponentielles de la part de marché des VE observée entre 2019 et 2023 est révolue.

- Le syndicat des constructeurs automobiles allemands prévient qu'une part croissante des immatriculations de VE dans ce pays sont fictives (24% mi 2025). Les constructeurs se vendent les voitures à eux-mêmes, afin de gonfler la part des véhicules propres dans leur mix de ventes et d'échapper aux amendes prévues par l'UE en cas d'émissions moyennes trop élevées des voitures vendues. Elles sont ensuite revendues comme occasions récentes avec une décote. Le phénomène n'est pas documenté dans d'autres pays de l'Union, mais il laisse entrevoir, au mieux, une hausse modérée de l'engouement pour ces véhicules.
- Certains gouvernements s'inquiètent des pertes de recettes de taxes sur les carburants en cas de succès trop rapide des VE. Hors UE, la Grande-Bretagne va instaurer une taxe au kilomètre parcouru pour les VE à partir de 2028. L'idée semble populaire auprès de certains gouvernements impécunieux de l'Union.
- La demande d'électricité par les automobiles va sans aucun doute augmenter dans les années à venir, mais on devrait rester assez loin des prévisions de l'UE, qui semblent une fois de plus relever du rêve plutôt que d'une analyse de marché équilibrée.

Impacts socio-économiques et menaces sur les libertés

- Les prix européens de l'électricité, tant pour les ménages que pour les professionnels, étaient traditionnellement un peu plus élevés que les prix américains ou chinois. Mais depuis 2021, la différence s'est creusée^[52], du fait des coûts croissants des subventions aux ENRi et des investissements annexes nécessaires à leur fonctionnement.

Figure 3 – Prix de l'électricité industrielle au détail (€/MWh)

- Les industries européennes sont à plus de 80% obligées d'intégrer le système de bourse de crédits carbone ETS (*Emission Trading System*). Les industries reçoivent une allocation de « droits d'émissions de CO2 », celles qui émettent moins peuvent revendre leurs crédits à celles qui émettent plus. À la fin de chaque exercice, toute entreprise doit posséder autant de crédits ETS qu'elle a émis de CO2 sous peine d'amende. Elle a le choix entre investir pour réduire ses émissions, ou acheter des ETS. Seul problème: tous les pays du monde n'ont pas mis d'ETS en place, et l'Europe étant la zone la plus sévère en termes d'allocation de quotas d'émissions, elle est aussi celle où le prix de la tonne de CO2 est le plus élevé. La baisse continue des quotas alloués dans le cadre des objectifs 2030 puis 2040 fait craindre que cet écart n'augmente.
- Cela affecte la compétitivité des industries européennes et notamment des industries « intensives » en énergie, que ce soit sous forme d'électricité ou de fossiles: métaux, minéraux non métalliques et verrerie, papier, industries chimiques. L'industrie européenne^[53] est confrontée à une baisse de sa production de 2,3% en 2024, dont -4,7% pour l'Allemagne, 3,7% pour la Hongrie, 3,5% pour l'Italie, et 0,3% pour la France, par rapport à 2023. Cela marque la troisième année consécutive de recul après 2022 (-3%) et 2023 (-3%). En Allemagne, la production des industries intensives en énergie a baissé de près de 20% entre 2022 et 2024^[54].
- L'exemple de l'industrie de l'aluminium est particulièrement frappant: l'électricité représente 40% de son prix de revient brut. Alors que l'aluminium européen est le

plus vertueux en termes d'émissions (6 tonnes de CO₂ par tonne produite, contre 14 en moyenne dans le monde), le niveau actuel des ETS lui impose déjà un surcoût de 200 € par tonne (environ 10% du cours mondial) par rapport à ses concurrents^[55], et cette pénalité augmentera avec l'augmentation probable des ETS. Naturellement, aucun client n'est prêt à payer plus cher son aluminium parce qu'il est décarboné. La production mondiale d'aluminium a augmenté de 73% depuis 2010 dans le monde, mais elle a baissé de 25% en Europe. Les ETS européens conduisent donc à délocaliser une production des pays les moins émetteurs vers les pays les plus laxistes.

- Ces secteurs à haute intensité énergétique emploient 4,4 Millions de personnes^[56] en Europe. Actuellement, de nombreuses fermetures, suppressions d'emplois et délocalisations hors d'Europe sont annoncées sur tout le continent. Il n'existe pas d'estimation du nombre total d'emplois menacés par un renchérissement de l'énergie, mais nombre d'analystes craignent des délocalisations massives vers des pays où la taxation du carbone sera moins sévère.
- Pour contrer cette menace, l'UE a accepté en juin dernier de rompre avec tous ses principes de saine compétition sans distorsions à l'intérieur de l'Union, en permettant aux États de subventionner massivement les consommations énergétiques des industries énergivores^[57]. Dans la foulée, l'Allemagne vient d'annoncer que les industries bénéficieront d'un prix subventionné de 5 centimes, subvention qui coûtera entre 3 et 5 milliards par an aux autres contribuables d'outre Rhin^[58].
- L'industrie n'est pas le seul secteur menacé par la politique énergétique actuelle. Les Néerlandais et les Irlandais ont découvert avec sidération qu'au nom du climat et avec la bénédiction de l'UE, leurs gouvernements pouvaient introduire des législations amenant certaines entreprises, en l'occurrence des élevages bovins, à la liquidation forcée, à cause de leur empreinte carbone supposée. Ces initiatives ont suscité un retour de bâton politique fort, mais n'en constituent pas moins la première tentative, à grande échelle, d'interdiction d'entreprendre édictée par des gouvernements sous prétexte d'écologie.
- Les ménages ne sont pas épargnés. Plusieurs pays, dont la France, l'Allemagne et la Grande-Bretagne, ont adopté des lois qui interdisent le chauffage au gaz dans les constructions neuves à partir de 2025, principalement au profit des pompes à chaleur, malgré leur bilan économique contesté. D'autres obligations environnementales coûteuses ont été instaurées : en France par exemple, les obstacles législatifs à la location et la vente de logements jugés insuffisamment isolés (qu'ils se situent dans le Grand Est ou, comble de l'absurdité, en Provence) provoquent une catastrophe sur le marché locatif.
- Les idées les plus créatives émergent pour forcer les gens à adopter coûte que coûte un style de vie différent. Des banques privées, soucieuses de paraître

vertueuses, proposent à leurs clients, de façon facultative, des cartes bancaires avec « plafond d'émissions intégré ». Déjà, des hommes politiques voudraient rendre ce type de moyens de paiement obligatoires, voire instaurer de véritables « passeport carbone », pour l'instant sans succès. Ces idées paraissaient loufoques il y a dix ans. Certaines sont devenues des menaces politiques tangibles.

Commentaire général sur la faisabilité du plan climat

- De nombreuses technologies évoquées précédemment se caractérisent par leur durée de vie théorique relativement courte: 20 à 30 ans pour les éoliennes et les panneaux solaires, 15 ans pour les batteries de stockage de masse ou les électrolyseurs d'hydrogène, 10 ans pour les pompes à chaleur et les batteries automobiles, etc. Et encore ces durées théoriques sont elles sans doute surestimées, au vu des retours d'expérience en service réel depuis 20 ans. Les coûts prohibitifs annoncés pour 2040 ou 2050 comportent donc d'ores et déjà un fort risque de sous-estimation.
- La liste à la Prévert ci-dessus des problèmes rencontrés ou anticipés dans la mise en œuvre des plans climat en Europe n'est pas exhaustive. Nous aurions pu évoquer la consommation énorme de minéraux des ENRi par rapport aux autres centrales et les conséquences prévisibles sur leurs chaînes d'approvisionnement^[59], les doutes sur le recyclage des déchets des premières génération de panneaux solaires ou d'éoliennes, les incertitudes pesant sur d'autres technologies comme la capture et le stockage du CO₂, etc.
- L'échec de la stratégie européenne est devenu tellement probable que l'Allemagne elle-même, longtemps championne des ENRi, a annoncé en septembre 2025 le lancement d'un vaste programme d'environ 50 Mds€ pour édifier 71 centrales au gaz^[60] en 10 ans pour assurer le backup de ses fermes éoliennes et solaires, prenant acte de l'irréalisme des objectifs des politiques de stockage d'électricité envisagées il y a quelques années.
- En France, l'Académie des sciences a étrillé la PPE^[61] (programmation pluriannuelle de l'énergie), déclinaison locale du plan climat européen, fondée sur des prévisions de hausse de la consommation d'électricité irréalistes alors que celle-ci baisse depuis son pic atteint en 2013^[62]. L'Académie indique que « *En absence de capacités de stockage d'électricité massives, non disponibles aujourd'hui et qui ne le seront pas beaucoup plus dans 10 ans, cet excès de production intermittente non pilotable (...) induira (...) des périodes de plus en plus fréquentes de prix très élevés alternant avec des prix négatifs ; (ii) la nécessité (...) d'une modulation excessive de la production nucléaire, entraînant des contraintes sur la gestion et un sous-emploi du parc électronucléaire, sous-emploi coûteux et induisant des risques de dégradation des performances des réacteurs ; (iii) des tensions sur les réseaux électriques qu'il*

faut adapter à cette variabilité de la production, ajoutant des coûts supplémentaires considérables au fonctionnement du système énergétique ».

- À l'évidence, l'Union européenne et ses États membres sont dans l'incapacité d'assurer l'indispensable **cohérence temporelle du développement des différents piliers du système de production d'électricité futur, tout comme sa cohérence avec la demande**. Nous risquons donc fortement d'évoluer vers un système où la production d'électricité sera intermittente mais où ni les réseaux ni les capacités de stockage ne permettront d'aplanir les difficultés liées à cette intermittence, avec pour conséquences une explosion des prix supportés par les clients finaux, une dégradation de la fiabilité de la fourniture de courant, et des mesures toujours plus autoritaires envers les ménages et les entreprises pour les forcer à adopter un style de vie contraire à leurs traditions et aspirations.

VII. Tout cela pour combien de degrés ?

Tout porte à croire que non seulement les objectifs de réduction rapides des émissions de CO₂ ne pourront pas être atteints, mais que le seul fait d'essayer d'y parvenir, ou même simplement de faire semblant d'essayer, engendrera des dommages dramatiques pour nos économies et notre vie quotidienne. Ce à quoi les partisans du plan européen répondent que l'objectif Net Zéro 2050, et les étapes intermédiaires 2030 et 2040 qui en découlent, sont essentiels pour sauver le climat mondial. Mais quel serait l'impact de la réussite ou de l'échec du plan sur les températures mondiales à l'horizon 2050 ou 2100 ?

La figure 4 compare l'évolution des émissions de CO₂ selon deux scénarios: soit ils suivent leur tendance actuelle, soit ils atteignent les objectifs de l'UE. Entre 2023 et 2050, la différence d'émissions cumulées entre les deux scénarios est de 37 gigatonnes de CO₂. Bien sûr, en toute rigueur, il faut ajouter les émissions postérieures à 2050 pour atteindre le net zéro. Difficile de prévoir quand il pourrait être atteint, mais prenons une hypothèse défavorable, à savoir le *Net Zéro* atteint en 2100. 50 Gt supplémentaires seraient alors émises dans le cadre de ce scénario tendanciel.

Figure 4 – Émissions de GES passées et 2 trajectoires vers 2050 comparées

Quel réchauffement supplémentaire provoqueront 87 gigatonnes (37+50) de plus émises dans l'atmosphère ? Le GIEC, dans son rapport AR6^[63], nous indique que 1000 Gt accumulées augmenteront les températures globales dans une fourchette comprise entre 0,27 et 0,63°C.

87 gigatonnes supplémentaires entraîneraient donc un surcroît de réchauffement compris entre 0,025°C et 0,055°C en 2100. En bon français, entre deux centièmes et cinq centièmes de degrés. En 2050, ce réchauffement additionnel sera compris entre 0,01 et 0,02°C.

Ces différences seront imperceptibles, et non mesurables par des instruments classiques. **Le plan carbone de l'Union Européenne n'a rigoureusement aucune importance pour le climat mondial !**

Risquer l'avenir de notre sécurité énergétique, de nos économies, et de nos libertés, pour une très hypothétique baisse des températures mondiales de 2 à 5 centièmes de degré en 2100, relève d'une incompétence dramatique de l'Union européenne, au détriment de sa population.

VIII. Ébauche d'une stratégie alternative: Le modèle électrique français modernisé

Il n'aura échappé à personne que le plan climat de l'UE, sur son volet énergétique, constitue une extension du modèle allemand à l'ensemble de l'union. Ce modèle génère actuellement environ 330 g de CO₂ par kWh d'électricité produite. L'Europe dispose pourtant d'exemples de modèles de génération électrique moins émissifs. Si le modèle des trois pays les plus vertueux (Norvège, Suisse, Suède) ne peut être reproduit, car ils disposent d'une population faible et d'une géographie très favorable à l'hydroélectricité, il y en a un qui peut s'adapter facilement à presque tous les pays de l'Union: le modèle français de production électrique.

Celui-ci repose sur une forte base nucléaire, une hydroélectricité suffisante pour assurer un premier niveau de flexibilité de moyen terme, et des centrales au gaz (et même encore 2 centrales au charbon) pour assurer les niveaux de flexibilité de plus court terme. La France émet 10 à 11 fois moins de CO₂ que l'Allemagne par kWh produit, et le prix de gros de notre électricité, en 2025, y est plus faible de 33%^[64]. Avant que la folie des ENRi ne s'empare de notre pays, fort heureusement de façon moins marquée que chez notre voisin, ce modèle était intégralement pilotable, et présentait une sécurité d'approvisionnement élevée: la dernière grande panne du réseau français remonte à décembre 1978, avant l'ouverture de nos centrales nucléaires.

Un tel modèle, de plus, ne nécessite pas ou peu de déploiement de technologies de stockage d'électricité, dont nous avons souligné les coûts et les inconnues en termes de durée de vie, et il ne nécessite qu'une expansion quantitative du réseau en cas d'augmentation de la demande d'électricité venait à augmenter, pas une transformation qualitative complète. Aussi les travaux d'expansion des réseaux électriques seraient réduits de moitié au moins, avec en outre moins de risque de dérapages de coûts, puisque s'appuyant sur des technologies éprouvées.

En outre, comme ce modèle repose exclusivement sur des moyens pilotables, la cohérence de son déploiement en fonction de l'évolution de la demande est simplifiée. Ce modèle a été choisi par l'administration américaine, sous l'impulsion de son secrétaire à l'énergie Chris Wright, qui le soutient par un programme^[65] associant les grands laboratoires nationaux à plusieurs start-up prometteuses dans le domaine des réacteurs nucléaires de prochaine génération.

Quelques études internationales confirment la supériorité de ce modèle sur celui associant ENRi, réseaux bidirectionnels et Stockage. La plus notable est issue de l'OCDE et de l'Agence internationale du nucléaire^[66], qui ont comparé les coûts des 2 modèles sur deux pays de caractéristiques proches de la France ou de l'Allemagne, et qui conclut que le coût total du système électrique pour un réseau à 75% d'ENRi est deux fois plus élevé que celui d'un système basé sur le nucléaire.

Une étude de l'université d'Alesund^[67] (Norvège) parvient à la conclusion que si, en 2002, l'Allemagne avait choisi la voie de l'expansion de son parc nucléaire plutôt qu'une transition fondée sur les ENRi, elle aurait pu, sous des hypothèses conservatrices, espérer une augmentation de 73% de la baisse de ses émissions par rapport à celle réellement enregistrée entre 2002 et 2022, et ce pour des investissements totaux inférieurs de moitié.

Le modèle Français est déjà bien plus décarboné que celui de nos voisins. Achever sa décarbonation suppose simplement de concevoir des centrales pilotables décarbonées capables de se substituer au gaz et au charbon, avec une flexibilité suffisante pour assurer l'indispensable cohérence entre offre et demande d'électricité. Nous avons vu au paragraphe précédent que le temps nécessaire à cette mise au point au stade commercial importe peu: atteindre le Net Zéro en 2050 ou en 2100 ne fait de toute façon aucune différence pour le climat.

La réduction des émissions mondiales, et pas seulement européennes, se jouera à partir de 2060 quand de nombreuses centrales à charbon mises en service aujourd'hui en Asie, et principalement en Chine et en Inde, arriveront en fin de vie. Il serait bon qu'il existe à cette date des centrales non fossiles commercialement viables pour assurer leur relève. Et s'il se trouvait que l'Europe, qui fut par le passé un des leaders du nucléaire, soit au centre de cette nouvelle vague technologique, ce serait tout bénéfice pour notre commerce, alors que toutes les technologies de base de la transition à l'allemande sont dominées par la Chine.

L'actualité technologique nous permet d'être relativement optimiste à moyen terme. Les technologies décarbonées aujourd'hui pressenties pour y parvenir sont:

- **Les prochaines générations de réacteurs nucléaires modulaires:** ces réacteurs seront de petite taille, totalement sécurisés, produits en grande série et déployables sur des sites au génie civil simplifié. Les grands réacteurs actuels sont chers, et leur technologie peu adaptée à des niveaux élevés de flexibilité. Ils sont particulièrement indiqués pour la fourniture de ce que les énergéticiens appellent la demande de base du réseau, le seuil en dessous duquel la demande ne descend jamais. Mais de nombreuses start-ups, notamment américaines, affirment pouvoir diviser ces coûts par un facteur important et créer des petits réacteurs capables de délivrer une puissance très flexible dans des conditions économiquement acceptables. Bien sûr, toutes ces start-up ne survivront pas, certaines annonces ne seront pas concrétisées, mais l'existence de solutions nucléaires meilleur marché qu'actuellement et flexibles à partir de 2050, et sans doute avant, est une hypothèse aujourd'hui plus que raisonnable.
- **Les centrales gaz avec récupération du carbone en sortie:** cette technologie paraît moins avancée, est encore loin de sa maturité commerciale, et reste soumise à la disponibilité de gaz, dont la géopolitique incertaine rend

l'approvisionnement toujours délicat.

- **La géothermie de grande profondeur ou « supercritique »**: cette technologie est actuellement au stade de la conception de premiers prototypes.

Contrairement à la géothermie classique, la géothermie supercritique ne nécessite pas de formation géologique favorable car elle va chercher la chaleur dans les profondeurs de la croûte terrestre. Elle pourra s'appuyer sur les technologies développées pour les forages pétroliers de grande profondeur dont les coûts ont fortement chuté en 40 ans. En contrepartie, elle doit encore vaincre de fortes barrières techniques liées à l'hyper-corrosivité de l'eau à très haute température et chargée en minéraux de toute nature.

Nous ne sommes pas devins. Nous ne pouvons pas prévoir quelles sont les technologies qui gagneront la course à la maturité commerciale qui s'annonce pour remplacer les centrales fossiles aujourd'hui garantes de la flexibilité de la production d'électricité en fonction de la demande. Il ne nous appartient pas non plus d'examiner les raisons politiques et les querelles franco-allemandes qui ont conduit l'UE à privilégier le modèle allemand et les ENRi par rapport à une option misant sur l'amélioration du parc nucléaire.

Mais il semble que l'obsession de vouloir afficher l'atteinte d'un objectif médiatique Net Zéro, dans un délai dont l'égalité de Kaya montre qu'il est fantaisiste, ait fourni le seul et déplorable argument pour privilégier le modèle Allemand au modèle français: le nucléaire est trop lent à déployer d'un point de vue politique, au contraire des éoliennes et des panneaux solaires. Les politiciens et technocrates qui ont défendu cette ineptie ont juste oublié que si une éolienne peut être montée en 18 mois, tout le reste, réseaux, stockage, et usages, nécessite des adaptations gigantesques, au temps de déploiement comparable, voire supérieur, à celui de centrales nucléaires de génération actuelle ou future.

Ils ont cru qu'un gigantesque plan d'essence dirigiste, fondé sur des espoirs de développement technologiques de maturité variable, dont certains ne sont qu'à l'état de concept, pouvait remplacer en 30 ans un système complexe bâti par 150 ans d'accumulation de capital et de connaissances.

Selon une célèbre plaisanterie, « *Si même les allemands n'ont pas pu faire marcher le communisme, alors il ne peut marcher nulle part* ». Il en va de même avec la transition énergétique vers les énergies renouvelables intermittentes. Si même l'Allemagne n'y arrive pas, au point de devoir changer en urgence certaines règles du jeu, alors le bon sens commande que le Parlement de l'Union ne vote pas la loi climat 2040 lorsqu'elle lui sera soumise.

Au contraire, l'Europe doit prendre acte de l'échec de sa vision dirigiste de notre avenir énergétique, et en tirer les bonnes conclusions: en matière énergétique comme ailleurs, **les grands plans dirigistes centralisés et descendants ne**

fonctionnent pas. Elle doit donc modifier ses législations pour laisser aux acteurs de l'électricité, aux industriels et aux ménages le libre choix du rythme des investissements et des modalités technologiques de leur transition énergétique, puisque décaler l'objectif net zéro d'une ou deux décennies n'a rigoureusement aucune importance du point de vue du climat. L'Europe pourra y contribuer en se recentrant sur l'aide à la recherche fondamentale dans les nouvelles formes d'énergie pilotable, mais en laissant les acteurs de la société civile déterminer quelles avancées académiques valent d'être déclinées en projets industriels et commerciaux.

Téléchargez le PDF de l'étude (<https://fr.irefeurope.org/wp-content/uploads/Etude-Loi-climat-de-lUE-un-desastre-economique-et-societal.pdf>)

[1] **Conseil des ministres de l'environnement de l'UE** (<https://www.consilium.europa.eu/en/meetings/env/2025/11/04-05/>), 4-5 novembre 2025

[2] « **Climat, stratégie à long terme 2050** (https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_fr) », commission Européenne, 2019

[3] Les sources consolidées pour les émissions de GES de l'UE s'arrêtent à 2023 à la date de rédaction de ce rapport

[4] **OurWorldInData, greenhouse gases emissions** (https://ourworldindata.org/grapher/total-ghg-emissions?tab=line&time=1990..latest&country=~OWID_EU27)

[5] Pour agréger le PIB de pays à devises différentes hors inflation et hors fluctuations conjoncturelles de change, la banque mondiale utilise comme étalon le dollar international constant de 2021, que nous reprenons ici.

[6] « **Les politiques climatiques de l'UE, un examen critique** (<https://fr.irefeurope.org/wp-content/uploads/IREF-Politiques-Climatiques-de-lUE-Un-examen-critique-Novembre-2022.pdf>) », V. Bénard pour l'IREF, 2022

[7] « **Europe's 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society** (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A52024DC0063>) », Commission Européenne, 2025

[8] « **Impact assessment report, part 3, Europe's 2040 climate target** (https://www.europarl.europa.eu/RegData/docs_autres_institutions/commission_euro », P.159, 2024

[9] « **Massive investment needed to meet EU green and digital targets** (https://www.ecb.europa.eu/press/fie/box/html/ecb.fiebox202406_01.en.html) », BCE, 2024

[10] « **Member States agree new ambition for expanding offshore renewable energy** (https://energy.ec.europa.eu/news/member-states-agree-new-ambition-expanding-offshore-renewable-energy-2024-12-18_en) », european commission, 2024

[11] Eurelectric est l'association des producteurs européens d'électricité. « Power Barometer », 2024, https://powerbarometer.eurelectric.org/wp-content/uploads/2024/10/Power-Barometer-2024_Full_report.pdf (https://powerbarometer.eurelectric.org/wp-content/uploads/2024/10/Power-Barometer-2024_Full_report.pdf)

[12] « **Report on flexibility from renewable energy sources** (https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Reports/2025/251118_entso-e_flexibility_from_RES_Report.pdf) », ENTSOE, novembre 2025

[13] « **Évolution du mix énergétique et impacts technologiques** (<https://www.youscribe.com/BookReader/Index/3857547/?documentId=6957112>) », haut-commissaire à l'Énergie atomique, 2025

[14] Prix spot: prix de vente de gros de l'électricité en sortie d'usine avant acheminement au client final par le réseau.

[15] « **Rationalization in offshore wind market** (<https://www.spinergie.com/blog/rationalization-in-offshore-wind--what-it-means-for-the-market>) », Yvan Gelbart, Spinergie, 2025

[16] « **EU solar energy rollout slows for first time in decade as subsidies cut** (<https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/eu-solar-energy-rollout-slows-first-time-decade-subsidies-cut-2025-07-24/>) », Reuters, 2025

[17] « **ACER publishes monitoring reports on power infrastructure and security of supply** (<https://ieu-monitoring.com/editorial/acer-publishes-monitoring-reports-on-power-infrastructure-and-security-of-supply/515009>) »

[18] On se reportera à la **note du Haut Commissaire à l'Energie Atomique** (<https://www.youscribe.com/BookReader/Index/3857547/?documentId=6957112>) déjà citée pour en comprendre les raisons techniques

[19] « **Nucléaire, l'État ne fait pas le nécessaire pour assurer son succès économique** (<https://contreponts.org/programme-nucleaire-etat-frein-succes/>) », V.Bénard, IREF-contreponts, 2025,

[20] « **Mégapanne en Espagne, les réseaux européens fragilisés par les renouvelables** (<https://contreponts.org/megapanne-electrique-en-espagne-et-au-portugal-des-reseaux-europeens-fragilises-par-les-renouvelables/>) », V.Bénard, IREF-Contreponts, 2025

[21] « **Blackout en Espagne : que se serait-il passé avec le nucléaire français ?** (<https://www.sfen.org/rgn/decryptage-blackout-en-espagne-que-se-serait-il-passe-en-france/>) », Société Française de l'Énergie Nucléaire, 2025

[22] « **La politique ENRi du gouvernement menace la fiabilité de notre réseau électrique** (<https://contreponts.org/politique-solaire-menace-reseau-electrique/>) », V.Bénard, IREF-Contreponts, 2025

[23] « **After the blackout, Spain steps up control and pressure** (<https://montelnews.com/news/d215ac90-89fd-41cd-ae11-b0f4224053c8>) », Montel News, novembre 2025

[24] « **28 april 2025 blackout** (https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/#Publications_&_Documents) », ENTSO-e, 2025

[25] « **Europe's Solar boom is pushing grid to the limit** (<https://www.bloomberg.com/graphics/2025-europe-solar-power-boom/>) », Bloomberg, 2025

[26] TYNDP, « **Infrastructure gap report 2024** » (https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2024/foropinion/Infrastructure_Gaps_Report.pdf), déjà cité -

[27] « **Cost projections for utility scale battery storage 2025** (<https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/93281.pdf>) », National Renewable Energy Laboratory,

[28] « **Coping with the Dunkelflaute: Power system implications of variable renewable energy droughts in Europe** (https://www.researchgate.net/publication/386144301_Coping_with_the_Dunkelflaute) », Kittel & al, 2024

- [29] « **Europe's power industry warns ageing grids put green goals at risk** (<https://www.euractiv.com/news/europes-power-industry-warns-ageing-grids-put-green-goals-at-risk/>) », Euractiv, 2025
- [30] « **Le réseau électrique européen a besoin d'un électrochoc** (<https://www.eca.europa.eu/fr/news/NEWS-RV-2025-01>) »
- [31] TYNDP, « **Infrastructure gap report** » 2024 (https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2024/foropinon/Infrastructure_Gaps_Report.pdf)
- [32] « **Energiewend nicht auf Kurs** », Bundes Rechnungshof, **Résumé** (https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/2024/energiewend_nicht_auf_kurs.pdf), **rapport** (https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2024/energie_und_klima_volltext.pdf?__blob=publicationFile&v=5)
- [33] « **Les transporteurs d'électricité devront investir 535 milliards dans la transition énergétique régionale** (https://www.kfw.de/%C3%9Cber-die-KfW/Newsroom/Aktuelles/Pressemitteilungen-Details_869248.html) », KfW, 2025
- [34] « **Pays Bas: une crise de l'électricité à cause des renouvelables** (<https://contrepunts.org/pays-bas-une-crise-de-lelectricite-a-cause-des-renouvelables/>) », V. Bénard, IREF-Contrepunts, 2025
- [35] « **Netherlands rations electricity to ease power grid stress** (<https://www.ft.com/content/9c7560ec-a220-4150-a35e-a79db70c0c07>) », Financial Times, 13 juillet 2025
- [36] « **Electricity grids, the backbone of EU energy system** (https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-10-2025-0136_EN.pdf) », Parlement Européen, 2025
- [37] « **Grids for Speed** (https://powersummit2024.eurelectric.org/wp-content/uploads/2024/05/Grids-for-Speed_Report.pdf) », Eurelectric et E&Y, 2024
- [38] « **Making the EU electricity grid fit for net-zero emissions** (https://www.eca.europa.eu/ECAPublications/RV-2025-01/RV-2025-01_EN.pdf) », European Court of Auditors, 2025
- [39] « **La politique industrielle de l'UE en matière d'hydrogène renouvelable** (https://www.eca.europa.eu/ECAPublications/SR-2024-11/SR-2024-11_FR.pdf) », European Court of Auditors, 2025

[40] « **Wasserstoff Strategie**

(<https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/2025/wasserstoff-des-Bundes-auf-dem-Pruefstand>

(<https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/2025/wasserstoff-des-Bundes-auf-dem-Pruefstand> », (résumé en Français (<https://allemagne-energies.com/2025/11/01/la-strategie-hydrogene-allemande-necessite-une-mise-a-jour-selon-la-cour-federale-des-comptes/>))

[41] « **ADEME, Rendement de la chaîne hydrogène**

(https://www.connaissancedesenergies.org/sites/connaissancedesenergies.org/files/pt-vue/rendement-chaine-h2_fiche-technique-02-2020.pdf) », Connaissance des énergies, 2020

[42] « **Green hydrogen strategy** (https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Jul/IRENA_Green_hydrogen_strategy_de

», International Renewable Energy Agency, 2024

[43] « **Cancelled and postponed green hydrogen projects**

(<https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/cancelled-postponed-green-hydrogen-projects-2025-07-23/>) », Reuters, juillet 2025

[44] « **Almost one in five European hydrogen projects scrapped in 2024**

(<https://brusselssignal.eu/2025/01/almost-one-in-five-european-hydrogen-projects-scrapped-in-2024/>) », Brussels Signal, 2025

[45] « **Electric farm tractor market overview**

(<https://www.marketgrowthreports.com/market-reports/electric-farm-tractor-market-116254>) », Market reports, 2025

[46] « **En Europe, les ventes de tracteurs au plus bas depuis 10 ans**

(<https://www.sillonbelge.be/14786/article/2025-05-08/en-europe-les-ventes-de-tracteurs-leur-plus-bas-niveau-depuis-10-ans>) », le sillon belge, 2025

[47] « **Fuel to fork** (<https://ipes-food.org/wp-content/uploads/2025/06/FuelToFork.pdf>) », IPES FOOD, 2025

[48] « **Effets de l'isolation thermique des logements sur la consommation réelle**

d'énergie résidentielle (<https://www.insee.fr/fr/statistiques/8607754>) », INSEE, 2025

[49] « **The economic losses of energy-efficiency renovation of Germany's older dwellings**

(<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421523004901>) », R. Galvin, Univ. Cambridge, 2024

[50] « **Why heat pump sales dropped in 2024** (https://www.ehpa.org/wp-content/uploads/2025/03/Pump-it-down_why-heat-pump-sales-dropped-in-2024_EHPA-2025.pdf) », European Heat Pump Association, 2025,

[51] « **Will high energy costs derail Europe's climate goals?** (<https://www.euronews.com/business/2025/11/27/going-green-will-high-energy-costs-derail-europes-climate-goals>) » Euronews, 2025

[52] « **Adjusting to the energy shock: the right policies for European industry** (<https://www.bruegel.org/policy-brief/adjusting-energy-shock-right-policies-european-industry>) », Bruegel, 2023

[53] « **Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM): the final blow to European industry – the aluminum industry particularly exposed** (<https://www.oddo-bhf.com/2025/04/15/carbon-border-adjustment-mechanism-cbam-the-final-blow-to-european-industry-the-aluminum-industry-particularly-exposed/>) » – Oddo-BHF, 2025

[54] « **German energy-intensive industry reduces output** (<https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2626333-german-energy-intensive-industry-reduces-output>) », Argus, 2024

[55] « **Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM): the final blow to European industry – the aluminum industry particularly exposed** (<https://www.oddo-bhf.com/2025/04/15/carbon-border-adjustment-mechanism-cbam-the-final-blow-to-european-industry-the-aluminum-industry-particularly-exposed/>) », ODDO-BHF, 2025

[56] « **Adjusting to the energy shock: the right policies for European industry** (<https://www.bruegel.org/policy-brief/adjusting-energy-shock-right-policies-european-industry>) », Bruegel, 2023

[57] « **L'UE assouplit ses règles sur les subventions pour freiner les délocalisations** (<https://euractiv.fr/news/lue-assouplit-ses-regles-sur-les-subventions-pour-freiner-les-delocalisations/>) » Euractiv, Juin 2025

[58] « **Industrie : Le plan de l'Allemagne pour protéger ses usines** (<https://www.latribune.fr/article/la-tribune-dimanche/dimanche-eco/1750507190243614/industrie-le-plan-de-l-allemande-pour-protger-ses-usines>) », la Tribune, novembre 2025

[59] « **The Mining of Minerals and the Limits to Growth** (https://www.researchgate.net/publication/351712079_The_Mining_of_Minerals_and_) », Simon Michaux, Geological Survey of Finland, 2021

[60] « **Tout à coup, l'Allemagne a besoin de 71 centrales gaz en 10 ans** (<https://www.welt.de/wirtschaft/weltplus/article68b824cbc3994d046ae7be40/Gas-Ploetzlich-braucht-Deutschland-71-neue-Gaskraftwerke-in-nur-zehn-Jahren.html>) », Welt, 2025.

[61] « **Avis de l'Académie des Sciences sur la version révisée de la** (https://www.academie-sciences.fr/sites/default/files/2025-04/Avis%20Acad%C3%A9mie-sciences%20PPE-3%20r%C3%A9vis%C3%A9e_1.pdf) PPE3 (https://www.academie-sciences.fr/sites/default/files/2025-04/Avis%20Acad%C3%A9mie-sciences%20PPE-3%20r%C3%A9vis%C3%A9e_1.pdf) », avril 2025

[62] « **Production brute et consommation annuelle d'électricité 2011-2024** (<https://www.insee.fr/fr/statistiques/2015872>) », INSEE, Août 2025

[63] GIEC, **Rapport AR6, Sous Groupe n°1, synthèse pour décideurs**, (https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_SPM.pdf) § D.1.1

[64] Electricity Maps, **Allemagne** (<https://app.electricitymaps.com/map/zone/DE/5y/yearly>) et **France** (<https://app.electricitymaps.com/map/zone/FR/5y/yearly>)

[65] « **Advanced Reactor Demonstration Program** (<https://www.energy.gov/ne/advanced-reactor-demonstration-program>) », US department of energy,

[66] « **The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewable** (<https://www.oecd-neo.org/upload/docs/application/pdf/2019-12/7335-system-costs-es.pdf>) », OECD+NEA, 2019

[67] « **What if Germany had invested in nuclear power?** (<https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/14786451.2024.2355642>) », J. Emblemavag, University of Alesund, 2024

Gérer le consentement



Pour offrir les meilleures expériences, nous utilisons des technologies telles que les cookies pour stocker et/ou accéder aux informations des appareils. Le fait de consentir à ces technologies nous permettra de traiter des données telles que le comportement de navigation ou les ID uniques sur ce site. Le fait de ne pas consentir ou de retirer son consentement peut avoir un effet négatif sur certaines caractéristiques et fonctions.

Accepter

Refuser

Voir les préférences

[Politique de confidentialité \(https://fr.irefeurope.org/politique-de-confidentialite/\)](https://fr.irefeurope.org/politique-de-confidentialite/).