

ENR NON PILOTABLES (ENRi) ET STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES

Note pédagogique : lois électrotechniques, règles européennes, comparaison France-Allemagne, importance vitale du socle nucléaire français pour le réseau européen, risque de black-out en Europe

TABLE DES MATIÈRES

Préambule — Une physique qui ne se négocie pas

Chapitre I — Les sources : un socle scientifique inattaquable

Chapitre II — Comparaison France/Allemagne (2024)

Chapitre III — Les règles imposées par Bruxelles et leur impact

Chapitre IV — Les lois électrotechniques : ce qui est possible et ce qui ne l'est pas

- §4.1 La loi fondamentale : l'équilibre instantané production-consommation
- §4.2 L'inertie des turbo-alternateurs : le pare-chocs naturel du réseau
- §4.3 Pourquoi un réacteur de 900 MW apporte 450 MW/Hz de régulation primaire
- §4.4 La puissance de court-circuit : pourquoi un réseau doit pouvoir encaisser les chocs
- §4.5 Le plafond d'effacement : plus d'éoliennes ne signifient pas moins de CO₂
- §4.6 Le suivi de charge : ce qui limite la puissance ENRi admissible
- §4.7 Le mythe du foisonnement géographique
- §4.8 Les ENRi et le nucléaire : complémentaires jusqu'à un certain seuil, incompatibles au-delà
- §4.9 Le seuil critique des 40 %
- §4.10 Les solutions de compensation : évaluation honnête
- §4.11 Synthèse : les cinq règles d'or

Chapitre V — Le nucléaire français, pilier indispensable de la stabilité électrique européenne

Chapitre VI — Le black-out ibérique du 28 avril 2025 : la démonstration en grandeur réelle

Chapitre VII — Conclusion

Références principales

Annexe A — Historique et chiffrage du coût de la priorité ENRi

Annexe B — Sources et références complètes

Annexe C — Le black-out ibérique du 28 avril 2025 : analyse technique

Annexe D — Les mécanismes physiques fondamentaux

Annexe E — Glossaire des acronymes

Annexe F — Chapitre V développé : retirer la clé de voûte

PRÉAMBULE — UNE PHYSIQUE QUI NE SE NÉGOCIE PAS

La transition énergétique est l'un des sujets où la confusion entre conviction politique et réalité physique est la plus périlleuse. Il est légitime d'avoir des convictions sur le changement climatique, sur le nucléaire, sur la souveraineté énergétique. Mais dans le domaine du mix énergétique incluant des énergies renouvelables non pilotables (ENRi), il existe des lois physiques et électrotechniques qui définissent des seuils objectifs, mesurables et incontournables. Ces lois ne relèvent ni d'une opinion, ni d'un lobby, ni d'une sensibilité politique.

Cette note se fonde sur les travaux de deux ingénieurs indépendants : Christian Sempere, 37 ans d'expérience dans la production nucléaire chez EDF, et Eric Van Vaerenbergh, spécialiste belge des réseaux électriques. Leurs analyses convergent vers les mêmes conclusions et sont confirmées par plusieurs publications académiques internationales (voir Annexe B). Pour faciliter la compréhension des non-spécialistes, chaque concept technique est illustré par une analogie de la vie courante.

Rappelons enfin une idée reçue tenace : les nuages blancs qui s'échappent des tours de refroidissement des centrales nucléaires ne sont pas de la fumée ni du CO₂. C'est de la vapeur d'eau pure, exactement le même phénomène que le brouillard au-dessus d'un lac par temps froid. Les émissions de CO₂ du nucléaire sur l'ensemble du cycle de vie sont de 4 à 12 g/kWh, contre 820 g/kWh pour le charbon et 490 g/kWh pour le gaz.

CHAPITRE I — LES SOURCES : UN SOCLE SCIENTIFIQUE INATTAQUABLE

Cette note s'appuie sur les travaux convergents de deux ingénieurs indépendants : Christian Sempere (EDF, 37 ans d'expérience en production nucléaire) et Eric Van Vaerenbergh (spécialiste des réseaux électriques, enseignant à l'École Centrale des Arts et Métiers de Bruxelles), dont les analyses sont confirmées par quatre publications académiques internationales à comité de lecture.

Point notable : parmi ces publications figure un rapport du NREL, le Laboratoire National Américain des Énergies Renouvelables, organisme explicitement favorable aux ENR. Que ses propres ingénieurs concluent aux mêmes limites physiques que les auteurs français et belges constitue en soi un indicateur de solidité scientifique. Les textes réglementaires européens cités sont tous issus du Journal officiel de l'Union européenne et les données chiffrées proviennent des délibérations officielles de la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie).

Pour le détail complet des sources avec URL, résumé de l'apport de chaque publication et coordonnées des auteurs : voir Annexe B en fin de document.

CHAPITRE II — COMPARAISON FRANCE / ALLEMAGNE (2024)

L'article de Semperes compare les deux pays sur le premier semestre 2023. Les données 2024 confirment et amplifient son constat. La distinction essentielle à retenir est celle entre ENR pilotables (hydraulique de lac, biomasse, géothermie), dont on maîtrise la production, et ENR non pilotables ou intermittentes (ENRi), éolien et solaire photovoltaïque, dont la production dépend exclusivement de la météo.

Indicateur	France (2024)	Allemagne (2024)
Part du nucléaire	≈ 67 %	0 % (sortie avril 2023)
Part ENRi (éolien + solaire)	≈ 18–20 %	≈ 42–45 %
Part fossiles (gaz + charbon + lignite)	≈ 7 %	≈ 35–37 %
Intensité carbone (g CO ₂ /kWh)	≈ 40–55 g	≈ 399 g (× 10, source Electricitymap mars 2026)
Heures de prix négatifs/an	≈ 300–500 h	≈ 700–1 000 h
S1 2023 : CO ₂ par kWh produit	≈ 27 g (Semperes)	≈ 221 g (× 8)

Sources : RTE Bilan électrique 2024 ; Fraunhofer ISE Energy Charts 2024 ; Semperes, *The European Scientist*, juillet 2023.

Le paradoxe est saisissant : l'Allemagne a installé environ 175 GW d'ENRi (presque quatre fois plus que la France) et pourtant elle émet huit fois plus de CO₂ par kWh. La raison en est simple : elle est obligée de faire tourner ses centrales à charbon et au gaz pour compenser l'intermittence des ENRi. C'est exactement ce que les sections suivantes expliquent.

Note sur Electricitymap : cet outil accessible sur <https://app.electricitymaps.com> collecte automatiquement les données officielles des gestionnaires de réseaux toutes les quinze minutes et affiche en temps réel le mix électrique et l'intensité carbone. Pour les puissances installées annuelles, les références restent le Bilan électrique RTE et Fraunhofer ISE Energy Charts.

CHAPITRE III — LES RÈGLES IMPOSÉES PAR BRUXELLES ET LEUR IMPACT

Ce point est fondamental et généralement ignoré du grand public. La Commission européenne n'a pas seulement fixé des objectifs en matière d'ENR : elle a imposé des règles contraignantes de fonctionnement du réseau qui ont des conséquences physiques et économiques directes sur tous les pays membres.

La règle clé : la priorité absolue de dispatch des ENRi

La Directive (UE) 2019/944 (paquet « Énergie propre ») et la Directive RED II (2018/2001) établissent un principe juridiquement contraignant : les gestionnaires de réseaux « donnent la priorité » à la production d'électricité d'origine renouvelable, confirmé par la Cour de justice européenne. Cette règle produit trois conséquences directes.

Premièrement, lorsque le vent souffle et que le soleil brille, le réseau doit absorber toute la production ENRi en priorité. Lors des surplus, les prix de gros deviennent négatifs : le

producteur ENRi paie alors pour écouler sa production, situation paradoxale rendue possible par les subventions publiques qui lui garantissent une rémunération fixe indépendante du prix de marché, et dont le coût est répercuté sur la facture du consommateur.

Deuxièmement, EDF est contrainte de réduire la puissance de ses réacteurs, non par choix opérationnel, mais par obligation réglementaire européenne. C'est ce mécanisme qui produit les « douches écossaises » décrites par les ingénieurs d'EDF et un article du Figaro de juillet 2025 (voir Annexe B).

Troisièmement, les déséquilibres allemands se transmettent au réseau français via les interconnexions couplées : lors des épisodes de prix négatifs communs France-Allemagne-Belgique, la France est importatrice dans 85 % des cas (rapport CRE 2024).

En décembre 2024, avec 168 GW de puissance ENRi installée, la production éolienne et solaire allemande a atteint un minimum absolu de 0,078 GW, soit un facteur de charge de 0,05 %. Le prix spot a frôlé 1 000 €/MWh. C'est l'illustration parfaite du phénomène « Dunkelflaute » : période hivernale sans vent ni soleil, fréquente en Europe du Nord.

Ce que cette règle coûte aux Français

Initiée par l'Allemagne dès 1991 et imposée à toute l'Europe par la directive 2019/944, la règle de priorité absolue des ENRi coûte à la France entre 7 et 9 milliards d'euros par an. Sur dix ans, cela représente entre 70 et 90 milliards d'euros versés pour financer un mécanisme qui n'améliore pas le bilan carbone mais dégrade le meilleur mix électrique d'Europe.

La perversité du mécanisme est la suivante : plus les prix de marché baissent (ce qui devrait être une bonne nouvelle pour le consommateur), plus les Français paient pour les ENRi. L'État doit alors compenser la différence entre le bas prix de marché et le tarif garanti sur 20 ans aux producteurs d'ENRi. C'est un système dont le coût augmente automatiquement quand il « réussit ».

Comparaison édifiante : le surcoût ENRi pour 2025-2026 (soit +2 milliards d'euros au-dessus des prévisions, source : CRE délibération 2025-180) est exactement égal à la somme que l'État a retirée aux retraités la même année par la suppression de l'abattement fiscal. Ce sont donc les consommateurs et contribuables français qui financent, contre leur intérêt énergétique et climatique, une règle juridiquement contraignante imposée par Bruxelles sous influence industrielle allemande.

CHAPITRE IV — LES LOIS ÉLECTROTECHNIQUES : CE QUI EST POSSIBLE ET CE QUI NE L'EST PAS

Cette section est le cœur de la note. Chaque principe physique est d'abord énoncé, puis illustré par une analogie accessible à tous.

§4.1 La loi fondamentale : l'équilibre instantané production-consommation

Un réseau électrique en courant alternatif (50 Hz en Europe) obéit à une contrainte physique absolue : à chaque instant, la puissance produite doit être rigoureusement égale à la puissance consommée. Il n'existe pas de « réservoir » d'électricité dans les fils.

ANALOGIE — Imaginez que tous les robinets d'eau de France soient branchés directement sur les pompes des châteaux d'eau, sans aucun réservoir intermédiaire. Si tout le monde ouvre son robinet en même temps, les pompes doivent augmenter leur débit immédiatement, sinon la pression chute et l'eau n'arrive plus. Le réseau électrique fonctionne exactement ainsi, mais à la vitesse de la lumière.

La fréquence est le « pouls » permanent de cet équilibre. Si la production dépasse la consommation, la fréquence monte au-dessus de 50 Hz. Si la consommation dépasse la production, la fréquence descend en dessous de 50 Hz. La plage de tolérance est de $\pm 0,2$ Hz. Au-delà de $-0,8$ Hz, les protections automatiques déclenchent des coupures en cascade. À 49 Hz, le réseau s'effondre : c'est le black-out.

Un turbo-alternateur produit du courant alternatif à 50 Hz parce qu'il tourne à exactement 1 500 tours par minute. La fréquence du courant produit est directement et physiquement liée à la vitesse de rotation du rotor : ce sont deux grandeurs inséparables. On ne peut pas avoir l'une sans l'autre.

ANALOGIE — Imaginez une toupie entraînée par un moteur (la vapeur) et freinée par une résistance (la charge électrique des consommateurs). Tant que le moteur et le frein s'équilibrent, la toupie tourne à vitesse constante : c'est 50 Hz. Si le moteur pousse plus fort (production > consommation), la toupie accélère et la fréquence monte. Si le frein tire plus fort (consommation > production), la toupie ralentit et la fréquence chute.

§4.2 L'inertie des turbo-alternateurs : le pare-chocs naturel du réseau

Les centrales pilotables (nucléaires, thermiques, hydrauliques) sont équipées de turbo-alternateurs, des masses tournantes considérables (jusqu'à 250 tonnes, 74 mètres de long) qui tournent en synchronisme avec le réseau. Ces masses constituent un volant d'inertie naturel.

ANALOGIE — Comparez un vélo et un camion. Si les deux roulent à 50 km/h et qu'on coupe le moteur, le vélo s'arrête en quelques mètres. Le camion continue sur des centaines de mètres grâce à son énergie cinétique. Un turbo-alternateur de centrale nucléaire, c'est le camion. Un panneau solaire, c'est le vélo : sans masse tournante, sans énergie cinétique à restituer.

Lorsqu'une perturbation survient sur le réseau, l'inertie mécanique de la masse tournante résiste instantanément à toute déviation de la fréquence. Ce n'est que si aucune correction n'est ensuite apportée, manuellement ou par les régulateurs de vitesse, que la machine accélère ou ralentit

progressivement. Ce mécanisme est instantané, sans action humaine, et amortit les variations de fréquence en laissant le temps aux régulateurs d'agir.

§4.3 Pourquoi un réacteur de 900 MW apporte 450 MW/Hz de régulation primaire

Un turbo-alternateur de centrale nucléaire française tourne à 1 500 tours par minute. Son alternateur est à 4 pôles magnétiques : chaque tour complet produit deux périodes électriques complètes, soit $2 \times 1\,500 / 60 = 50$ Hz. Il est conçu pour fonctionner avec une « bande de réglage primaire » : une réserve de puissance mobilisable immédiatement si la fréquence dévie.

La valeur de 450 MW/Hz signifie : si la fréquence chute de 1 Hz, ce réacteur injecte automatiquement 450 MW supplémentaires dans le réseau. Le réacteur fonctionne volontairement en légère sous-charge, conservant par exemple 50 MW en réserve, que son régulateur libère à raison de 450 MW par Hz d'écart. Cette réserve peut être maintenue 15 à 30 minutes, durée pendant laquelle les dispatchers de RTE doivent agir pour reconstituer les réserves.

Un parc solaire ou éolien connecté via un onduleur électronique apporte : 0 MW/Hz. L'onduleur ne « voit » pas la chute de fréquence et n'y répond pas. Il n'existe aucun couplage mécanique direct entre un générateur ENRi et le réseau.

§4.4 La puissance de court-circuit : pourquoi un réseau doit pouvoir encaisser les chocs

Le terme « puissance de court-circuit » est l'un des plus contre-intuitifs de l'électrotechnique. Dans le langage courant, un court-circuit évoque une catastrophe. Ici, c'est exactement le contraire : la puissance de court-circuit d'un réseau mesure sa capacité à survivre à un choc électrique brutal sans s'effondrer. C'est une mesure de robustesse, pas de danger.

ANALOGIE — Le château d'eau et les robinets : imaginez un château d'eau alimentant tout un quartier. Sa robustesse se mesure à sa capacité à maintenir la pression si tous les habitants ouvrent leurs robinets en même temps. Un grand château d'eau bien dimensionné absorbe le choc. Un petit réservoir fragile se vide instantanément et la pression tombe à zéro. Le réseau électrique fonctionne exactement ainsi.

Tout moteur électrique industriel (pompe, compresseur, machine-outil, ascenseur) absorbe au démarrage entre 5 et 8 fois son courant de fonctionnement normal, pendant 1 à 3 secondes. Cette capacité d'absorption est fournie exclusivement par les machines synchrones couplées au réseau. Leur masse tournante et leur couplage électromagnétique direct leur permettent de fournir instantanément le courant d'appel nécessaire tout en maintenant la tension stable.

Les onduleurs des ENRi ont le comportement inverse : conçus pour protéger leurs composants électroniques fragiles, ils se déconnectent automatiquement dès qu'ils détectent un creux de tension, exactement au moment où le réseau a le plus besoin d'eux. Loin de compenser le problème, ils l'aggravent.

ANALOGIE — Le pompier et le badaud : quand un incendie éclate, le pompier court vers le feu. Le badaud s'écarte pour ne pas être blessé, ce qui est rationnel pour lui, mais inutile pour le feu. Les turbo-alternateurs sont les pompiers du réseau. Les onduleurs sont les badauds : ils se protègent, mais laissent le réseau se débrouiller seul.

Après un effondrement total du réseau, le redémarrage (black start) ne peut être assuré que par des sources synchrones à forte puissance de court-circuit. Ce jour-là, le 28 avril 2025, c'était le nucléaire français.

§4.5 Le plafond d'effacement : plus d'éoliennes ne signifient pas moins de CO₂ (Van Vaerenbergh, épisode 1)

L'objectif fondamental revendiqué des énergies renouvelables est la décarbonation. Les ENRi sont installées pour produire à la place des centrales à gaz dès que la météo le permet. Mais elles ne peuvent pas remplacer complètement les centrales à gaz, car par nuit sans vent, elles ne fonctionnent pas. La cohabitation est donc obligatoire, et elle a un coût.

ANALOGIE — Le seau percé : imaginez un seau percé que vous devez maintenir plein en permanence. La fuite représente la consommation électrique, continue mais variable. L'arrosoir représente la production ENRi. Tant que le débit de l'arrosoir compense la fuite, tout va bien. Mais si vous versez plus vite que le seau ne peut recevoir, l'eau déborde et est perdue. Doubler la taille de l'arrosoir n'augmente pas la capacité du seau : cela gaspille simplement plus d'eau.

Van Vaerenbergh démontre graphiquement qu'à partir d'un certain seuil, augmenter indéfiniment la puissance ENRi installée n'efface plus aucun gramme de CO₂ supplémentaire, car la production excédentaire ne peut remplacer aucune centrale à gaz. Cela explique le paradoxe allemand : 175 GW d'ENRi installés, et pourtant dix fois plus de CO₂ que la France par kWh produit (399 g contre 38 g, selon Electricitymap, mars 2026).

§4.6 Le suivi de charge : ce qui limite la puissance ENRi admissible (Van Vaerenbergh, épisode 2)

Le problème n'est pas seulement la quantité d'énergie produite, mais la vitesse à laquelle cette production varie. Plus on installe d'ENRi, plus on a besoin de centrales à gaz pour les suivre — non pour produire, mais pour assurer l'équilibrage en vitesse.

ANALOGIE — Vous roulez sur l'autoroute. Le véhicule devant vous freine brusquement. Vous devez faire pareil. Dans une petite voiture sport, vous réagissez en quelques secondes. Dans un camion de 40 tonnes, il vous faudra des centaines de mètres. Les centrales nucléaires sont ce camion lourd (et décarboné). Les centrales à gaz à cycle ouvert sont la petite voiture sport (mais très carbonée). C'est pourquoi les ENRi pérennisent les centrales à gaz.

	Vitesse de variation admissible	Commentaire
Turbine à gaz cycle ouvert (OCGT)	15 à 20 % de la puissance/minute	La plus flexible
Cycle combiné gaz (CCGT)	5 à 10 % de la puissance/minute	Moins flexible

Réacteur nucléaire français	3,3 % de la puissance/minute en pratique	Conçu pour la base
Parc solaire ou éolien	Montée contrôlable, descente imprévisible	Ne maîtrise pas la MTO

La règle découlant de cette analyse est simple : la puissance ENRi installée ne doit pas pouvoir générer des variations de production plus rapides que ce que les centrales pilotables peuvent suivre. Si l'on dépasse cette limite, le réseau perd son équilibre.

§4.7 Le mythe du foisonnement géographique

L'industrie éolienne avance souvent l'argument suivant : il suffit de disperser les installations sur des sites variés pour qu'il y ait toujours du vent ou du soleil quelque part. Van Vaerenbergh démontre que cet argument est fondamentalement illusoire.

ANALOGIE — Imaginez que vous ayez besoin de 4 agents de sécurité disponibles en permanence pour surveiller un site. Vous disposez d'un vivier de 16 agents répartis sur 4 villes. Aucun contrat d'astreinte ne leur est imposé. Statistiquement, la probabilité d'en avoir exactement 4 disponibles simultanément n'est jamais garantie. Certains jours vous en aurez 8, certaines nuits aucun. C'est exactement la situation d'un réseau qui compterait sur le foisonnement géographique des ENRi.

Van Vaerenbergh démontre mathématiquement que même dans un scénario théorique parfaitement désynchronisé (qui n'existe pas en réalité à l'échelle européenne), il faudrait installer 4 à 6 fois plus de puissance ENRi que le besoin réel. Le black-out espagnol d'avril 2025 et le Dunkelflaute allemand de décembre 2024 l'ont illustré concrètement.

§4.8 Les ENRi et le nucléaire : complémentaires jusqu'à un certain seuil, incompatibles et beaucoup plus coûteuses au-delà

Van Vaerenbergh formule une conclusion que la physique impose clairement : les ENRi ont un intérêt si et seulement si la production pilotable ne peut pas elle-même assurer la totalité de l'alimentation, par exemple pour économiser l'eau des barrages en période sèche, ou pour alimenter des usages industriels acceptant l'intermittence.

En revanche, les contraindre juridiquement à interrompre la production générée par turbo-alternateurs pour laisser la priorité aux ENRi est un non-sens à double titre : électrotechnique (les turbo-alternateurs assurent la fréquence stable et l'inertie suffisante) et climatique (forcer l'arrêt d'une source décarbonée au profit d'une source intermittente n'efface pas les émissions de CO₂, au contraire, cela oblige le recours aux centrales à gaz).

Les ENRi ont un sens si et seulement si : (a) elles sont complémentaires à des ENR pilotables (hydraulique, biomasse) pouvant compenser leurs variations ; (b) elles permettent d'économiser des ressources naturelles limitées comme l'eau des barrages ; (c) elles alimentent des consommateurs acceptant l'intermittence (stockage thermique, pompage d'eau, process industriels interruptibles).

§4.9 Le seuil critique des 40 % : définition précise

Quelle que soit la puissance installée en ENRi (en gigawatts), leur contribution en énergie produite (en TWh sur l'année) ne doit pas dépasser 40 % de la production totale d'électricité

pour assurer la stabilité du réseau. C'est un seuil énergétique annuel, non un plafond de puissance installée.

ANALOGIE — La puissance installée, c'est la taille du moteur. L'énergie produite, c'est le nombre de kilomètres parcourus. On peut avoir un très gros moteur et ne faire que peu de kilomètres si le véhicule reste au garage la plupart du temps. Le seuil de 40 % concerne les kilomètres, pas la cylindrée.

En pratique : France (2024) — ENRi \approx 18–20 % de l'énergie annuelle, marge disponible. Allemagne (2024) — ENRi \approx 45 % de l'énergie annuelle, seuil dépassé, risque réel. L'Allemagne compense le dépassement avec 74 GW de fossiles (charbon, gaz, lignite), d'où ses 300–330 g CO₂/kWh.

§4.10 Les solutions de compensation : évaluation honnête

Plusieurs solutions de compensation sont régulièrement avancées. Leur évaluation honnête s'impose.

Les batteries : l'Allemagne a atteint 17,7 GWh en 2024. C'est déjà un résultat notable, mais cela couvre à peine 30 à 40 minutes de sa consommation. Pour compenser une semaine de Dunkelflaute, il faudrait plusieurs TWh, ce qui est, semble-t-il, hors de portée technologique et économique pour les décennies à venir.

Les STEP (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage) : seule solution de stockage mature à grande échelle. En France, 7 GW de puissance disponible, mais seulement 100 GWh de capacité utile, soit environ 14 heures avant vidage des réservoirs. Pour couvrir une semaine de Dunkelflaute, il faudrait des milliers de GWh. Les sites géographiques disponibles en France sont presque tous exploités.

L'hydrogène vert : rendement global de 25 à 35 % seulement (pertes à chaque étape), technologie non mature à l'échelle industrielle. L'inertie synthétique : possible partiellement pour les éoliennes, moins efficace que l'inertie des turbo-alternateurs, coût supplémentaire significatif.

Conclusion : aucune de ces solutions ne permet, dans l'état actuel des technologies, de se passer de moyens pilotables synchrones couplés au réseau.

§4.11 Synthèse : les cinq règles d'or

Les lois électrotechniques décrites dans ce chapitre permettent de formuler cinq règles d'or dont le respect conditionne la stabilité de tout réseau électrique moderne.

1. Équilibre instantané : à tout instant, puissance produite = puissance consommée. Aucune dérogation possible.
2. Inertie minimale : environ 150 GW de turbo-alternateurs synchrones doivent être couplés en permanence au réseau européen continental (ENTSO-E). La quote-part France est d'environ 25 GW minimum. En pratique, la France maintient 40 à 60 GW, bien au-delà de sa quote-part, ce qui en fait l'un des piliers de la stabilité du réseau européen grâce au nucléaire.

3. Seuil des 40 % : la contribution ENRi en énergie annuelle ne doit pas dépasser 40 % de la production totale, pays par pays.
4. Suivi de charge : la vitesse de variation de la production ENRi ne doit pas dépasser la capacité de suivi des moyens pilotables décarbonés disponibles. Sans quoi les centrales fossiles deviennent indispensables comme « amortisseurs ».
5. Plafond d'effacement : au-delà d'un certain seuil de puissance ENRi installée, augmenter cette puissance n'efface plus aucun gramme de CO₂ supplémentaire, bien au contraire.

Ces cinq règles ne relèvent d'aucune opinion politique. Elles sont le reflet de lois physiques que le black-out ibérique du 28 avril 2025 a vérifiées empiriquement, devant 60 millions de personnes.

CHAPITRE V — LE NUCLÉAIRE FRANÇAIS, PILIER INDISPENSABLE DE LA STABILITÉ ÉLECTRIQUE EUROPÉENNE

Quatre scénarios pour en établir la démonstration

Le développement intégral, les tableaux détaillés et les raisonnements complets figurent en Annexe F de ce document.

Les cinq règles d'or du §4.11 sont des principes physiques. Les quatre scénarios ci-dessous les rendent concrets en répondant à une seule question : que se passerait-il si elles n'étaient plus garanties par le nucléaire français ?

Note terminologique : black start désigne le redémarrage autonome d'un réseau effondré sans apport d'électricité extérieur. Grid-following (suiveur de réseau) désigne un dispositif qui a besoin d'une fréquence préexistante pour fonctionner. Grid-forming (formateur de réseau) désigne un dispositif qui établit lui-même cette fréquence. Dunkelflaute est le terme allemand pour une période prolongée sans vent ni soleil.

Scénario préliminaire — La voiture électrique révélatrice

Le bilan carbone d'une voiture électrique dépend de l'électricité qui la recharge, c'est-à-dire du mix énergétique national et donc de la place du nucléaire.

Pays de recharge	g CO ₂ /kWh réseau	g CO ₂ /km VE	vs diesel (159 g/km)
France (nucléaire)	45 g	9 g	17 fois mieux
Allemagne (moy. Annuelle 2025)	363 g	73 g	2 fois mieux
Allemagne — Dunkelflaute	~850 g	170 g	8 % PIRE que le diesel

Sources : Fraunhofer ISE (energy-charts.info), Electricitymap (app.electricitymaps.com) — moyennes 2025.

Le bilan carbone n'est pas une propriété du véhicule : c'est une propriété du mix énergétique du pays.

Scénario 1 — L'Europe en îlots : chaque pays face aux règles d'or

Sans interconnexions, plusieurs pays sont déjà au-delà de la limite physique des 40 % d'ENRi :

Pays	Part ENRi	Seuil 40 %	Statut sans France
France	20 %	196 TWh	✓ Large marge — le filet de sécurité
Allemagne	44 %	198 TWh	⚠ Dépassé — instable sans FR
Espagne	42 %	108 TWh	⚠ Dépassé — instable sans FR
Italie / Pays-Bas	35 %	—	→ En limite
Belgique	25 %	34 TWh	✓ Marge confortable

Sources : Fraunhofer ISE 2025, Ember European Electricity Review 2025.

Illustration — La centrale de pompage : imaginez cinq stations de pompage alimentant les mêmes quartiers d'une ville. Quatre d'entre elles pompent en permanence à plein régime : leurs moteurs sont à bout de course, sans aucune réserve de puissance. La cinquième tourne délibérément à mi-régime. Le jour où une conduite principale cède et que la demande bondit brusquement, les quatre premières sont impuissantes. Seule la cinquième, qui avait conservé une réserve de puissance, peut immédiatement accroître son débit et compenser la rupture. La France est cette cinquième station.

Scénario 2 — La plaque Espagne-Allemagne-Belgique sans France

Sans le nucléaire français, cette plaque ne pourrait pas fonctionner de façon stable. Trois raisons physiques cumulatives s'imposent.

1. Inertie synchrone insuffisante : environ 40 à 50 GW de machines synchrones couplées au lieu de 90 à 110 GW avec la France, en-deçà du minimum estimé par ENTSO-E (de l'ordre de 120 GW·s pour la plaque continentale en conditions normales).
2. Seuil des 40 % structurellement dépassé : la part ENRi pondérée atteint ~43 %, ce qui induit une instabilité en conditions ordinaires et non exceptionnelles.
3. Black start quasi impossible sans sources synchrones massives : une panne totale prendrait 8 à 24 heures à résorber, avec des pertes économiques de l'ordre de 1 à 2 milliards d'euros par heure d'interruption. Les ENRi et les batteries (dispositifs grid-following) ne peuvent pas contribuer au redémarrage car ils ont besoin du réseau pour fonctionner.

Le nucléaire français est la clé de voûte du réseau européen. Sans lui, plusieurs voisins seraient déjà structurellement instables dans leurs conditions d'exploitation actuelles. Mais même avec lui, les règles d'or du §4.11 s'imposent à tous : aucun pays ne peut franchir impunément le seuil des 40 % d'ENRi, et l'inertie synchrone disponible sur la plaque continentale est un bien commun non extensible à l'infini. Le jour où la clé de voûte est retirée, ou seulement affaiblie, la voûte s'effondre, et les marges qui semblaient encore disponibles disparaissent avec elle.

Scénario 3 — La France en 2035 : quand le filet de sécurité rétrécit

La PPE3 (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, février 2026) prévoit de porter les ENRi de 20 % à ~32–35 % d'ici 2035, réduisant la marge synchrone française au moment précis où les voisins en ont le plus besoin.

Indicateur	France 2026	France 2035 — PPE3
Part ENRi	20 %	~32–35 %
GW synchrones couplés en permanence	40–60 GW	~30–40 GW
Marge avant seuil des 40 %	~100 TWh	~25–30 TWh
EPR2 disponibles	0	0 (premier prévu : 2038)

Sans réforme de l'article 12 de la directive 2019/944 et sans EPR2 opérationnels, la France cessera d'être le filet de sécurité de l'Europe.

Scénario 3 bis — Ce qui se serait passé si la France avait démantelé ses réacteurs

Ce scénario décrit le futur programmé par la loi de transition énergétique de 2015 : ramener le nucléaire de 75 % à 50 % avant 2025, impliquant la fermeture de 17 à 22 réacteurs.

Indicateur	France réelle (2025)	France scén. loi 2015
Réacteurs en service	56	~35–39
Intensité carbone estimée	~45 g CO ₂ /kWh	~200–280 g CO ₂ /kWh
VE rechargée en France (g CO ₂ /km)	9 g/km	40–56 g/km
Black start européen 28 avr. 2025	Assuré par FR	Quasi impossible

Fermer un réacteur prend moins de deux ans. En construire un nouveau prend quinze à vingt ans. L'irréversibilité des choix d'infrastructure électrique est le message central de ce chapitre.

Scénario 4 — Le paradoxe des prix négatifs

Quand les ENRi surproduisent, le prix spot de l'électricité devient négatif : les producteurs paient pour envoyer malgré tout leur courant dans le réseau, car ils sont assurés de percevoir un revenu fixé par leur contrat ; ce revenu est en partie financé par le consommateur final au moyen de l'Accise (ex-CSPE). Pendant ce temps, les centrales fossiles synchrones, maintenues en rotation pour assurer l'inertie, continuent d'émettre du CO₂ sans produire d'électricité utile. C'est l'illustration parfaite du paradoxe actuel : chaque composante du système aggrave les autres au lieu de se valoriser mutuellement.

Une question qui mérite d'être posée

Les scénarios qui précèdent décrivent des réalités physiques. Ils soulèvent une question d'une autre nature, qui dépasse la physique des réseaux : si les conséquences de la substitution du nucléaire par les ENRi sont aussi prévisibles que le montrent ces scénarios, pourquoi cette trajectoire est-elle néanmoins conduite avec une telle constance par les gouvernements successifs ?

La réponse partielle se trouve dans la structure économique de la transition telle qu'elle est organisée. Les technologies ENRi déployées en France (éoliennes, panneaux solaires, onduleurs) sont fabriquées à l'étranger. Les actifs installés sur le territoire national appartiennent de plus en plus à des fonds d'infrastructure internationaux. Et les revenus garantis pendant vingt ans par l'Accise (payée par le consommateur français) irriguent des bilans qui ne sont pas français.

Ce n'est pas une accusation. C'est une architecture financière dont les contours sont documentés et les chiffres publics. Elle mérite d'être examinée avec le même soin que les règles d'or du réseau. C'est l'objet de l'Angle complémentaire 4 en Annexe F.

Cinq points de synthèse

1. Le réseau électrique européen fonctionne aujourd'hui parce que la France a conservé son parc nucléaire. Sans cet apport synchrone, plusieurs voisins seraient structurellement instables.
2. Le black start exige des sources synchrones massives (grid-forming). Les ENRi, batteries et onduleurs (grid-following) ne peuvent pas y contribuer car ils ont besoin du réseau pour fonctionner.
3. Les ENRi décarbonent un système électrique si elles s'ajoutent à un socle nucléaire. Quand elles le remplacent, le bilan carbone se dégrade : 350 g CO₂/kWh en Allemagne contre 45 g en France.
4. La trajectoire PPE3 réduit la marge synchrone française dans la décennie où les voisins en ont le plus besoin. Sans EPR2 et sans réforme de la directive 2019/944, c'est l'aventure.
5. La loi de 2015 avait programmé la fermeture de 17 à 22 réacteurs. Si elle avait été appliquée, la France émettrait 200–280 g CO₂/kWh aujourd'hui et n'aurait pas pu assister l'Espagne le 28 avril 2025.

Texte complet, tableaux détaillés et développements : voir Annexe F.

Sources : Fraunhofer ISE (energy-charts.info) ; ENTSO-E Rapport ibérique 28 avril 2025 ; Ember 2025 ; RTE Bilan 2024 ; CRE (cre.fr) ; Electricitymap (app.electricitymaps.com).

CHAPITRE VI — LE BLACK-OUT IBÉRIQUE DU 28 AVRIL 2025 : LA DÉMONSTRATION EN GRANDEUR RÉELLE

Les lois électrotechniques décrites dans ce document ne sont pas des abstractions théoriques. Le 28 avril 2025 à 12h33, la péninsule ibérique les a vérifiées à ses dépens, devant 60 millions de personnes. C'est l'incident électrique le plus grave d'Europe depuis l'Italie en 2003.

Les faits en quatre points

1. Le contexte : au moment du black-out, 65 à 70 % de la production espagnole provenait de l'éolien et du solaire, le solaire seul représentant 73 % de la demande prévue. Le niveau d'inertie synchrone disponible sur le réseau ibérique était donc structurellement faible.
2. Le déclenchement : à 12h03, une oscillation atypique de fréquence de 0,6 Hz est enregistrée. Les mesures correctives du gestionnaire Red Electrica ont atténué l'oscillation mais augmenté les surtensions. À 12h33, une réaction en chaîne de déconnexions automatiques s'emballe : la

fréquence chute à 48,0 Hz, soit 2 Hz en dessous du seuil nominal. En 5 secondes, 15 GW de production disparaissent.

3.L'effondrement : la péninsule se désynchronise et s'isole du reste de l'Europe en une fraction de seconde. Les protections françaises coupent automatiquement les interconnexions, sauvant le reste du réseau européen d'un effondrement en cascade.

4.Le redémarrage : l'Espagne et le Portugal ne retrouveront le courant qu'entre 00h22 et 4h00 le lendemain matin. Le redémarrage n'a été possible que grâce aux interconnexions françaises et marocaines, principalement alimentées par la production nucléaire française.

La controverse qu'il faut connaître

Le rapport préliminaire ENTSO-E (octobre 2025) affirme que le black-out n'est pas directement « *lié au niveau de production ENR* ». C'est une position politique autant que technique. André Merlin, cofondateur d'ENTSO-E lui-même, la contredit clairement : le black-out est bien la conséquence d'une proportion trop élevée de production renouvelable intermittente qui ne contribue pas à la stabilité du système.

Le rapport final ENTSO-E, publié le 20 mars 2026, confirme que le black-out résulte d'une combinaison de facteurs incluant des oscillations, des lacunes dans le contrôle de tension et de puissance réactive, des réductions rapides de production et des déconnexions de générateurs en Espagne, ce qui est parfaitement cohérent avec l'analyse d'André Merlin et les thèses de ce document sur le déficit d'inertie synchrone.

Ces deux positions ne sont pas incompatibles si l'on distingue la cause immédiate (la séquence de surtensions) de la cause profonde (l'insuffisance d'inertie et de puissance réactive synchrone liée à la part excessive d'ENRi). La cause immédiate aurait pu être gérée si la cause profonde n'avait pas existé.

Détail technique complet : voir Annexe C.

CHAPITRE VII — CONCLUSION

Les travaux convergents de Semperes et de Van Vaerenbergh permettent de dresser un bilan clair et débarrassé des idéologies. L'Allemagne a conduit l'expérience à grande échelle : 175 GW d'ENRi installés, sortie du nucléaire en 2023. Le résultat moyen sur les cinq dernières années est sans ambiguïté : plus de dix fois plus de CO₂ que la France par kWh produit (399 g contre 38 g selon Electricitymap, mars 2026), un recours massif au charbon et au gaz rendu nécessaire non pas pour produire mais pour suivre les variations de production des ENRi, et des factures d'électricité parmi les plus élevées d'Europe pour les consommateurs.

La France bénéficie d'une situation privilégiée grâce à son socle nucléaire. Mais cette situation se dégrade. Les règles européennes de priorité aux ENRi obligent EDF à moduler ses réacteurs à un rythme qu'ils n'ont pas été conçus pour supporter. Ces cycles thermiques imposés (appelées les « douches écossaises » par les ingénieurs d'EDF) accélèrent l'usure du parc nucléaire : corrosion sous contrainte, maintenance plus fréquente, coûts en hausse (environ 2 milliards d'euros par an selon EDF).

La vraie question n'est donc pas de savoir combien d'ENRi supplémentaires on pourrait installer, mais si les règles européennes de dispatching pouvaient être réformées pour cesser

d'infliger des contraintes thermiques à un parc nucléaire dont la France a impérativement besoin.

Le rôle irremplaçable du socle nucléaire français

Les quatre scénarios développés au Chapitre V et à l'Annexe F apportent un éclairage complémentaire décisif. Ils démontrent que le nucléaire français n'est pas seulement l'atout climatique de la France : il est la clé de voûte de la stabilité électrique de l'ensemble du réseau européen continental. Sans l'inertie synchrone et la puissance de court-circuit qu'il fournit en permanence, l'Allemagne, l'Espagne et la Belgique seraient structurellement instables dans les conditions ordinaires d'exploitation actuelles.

C'est le nucléaire français qui a permis le redémarrage de la péninsule ibérique le 28 avril 2025. C'est lui qui maintient la fréquence du réseau européen dans la plage de tolérance de $\pm 0,2$ Hz, chaque jour, chaque heure, chaque seconde. Ses voisins bénéficient gratuitement de ce service d'inertie, un service, précisons-le, dont aucune disposition réglementaire européenne ne prévoit la rémunération !

La transition énergétique telle qu'elle est menée aujourd'hui est-elle vraiment au service du climat ? Les démonstrations de Semperes et Van Vaerenbergh suggèrent le contraire. L'Allemagne, championne européenne des ENRi, n'a pas remplacé le nucléaire par les renouvelables : elle l'a remplacé en grande partie par le charbon et le gaz, les ENRi ne pouvant assurer seules la stabilité du réseau.

L'éolien en mer : une question qui attend sa réponse

L'ambitieux programme d'éolien en mer engagé par la France soulève une question que les décideurs n'ont pas encore posée publiquement : dans un pays qui dispose du deuxième parc nucléaire mondial, d'une intensité carbone moyenne d'environ 40 gr CO₂/kWh (sur les 5 dernières années selon Electricitymaps), et qui constitue le pilier synchrone du réseau électrique européen, l'installation massive de sources grid-following intermittentes, dont aucun maillon industriel n'est maîtrisé nationalement et dont les revenus garantis sur vingt ans par l'Accise quittent en grande partie le territoire français, sert-elle l'intérêt de la France et de ses habitants, ou celui des acteurs étrangers qui en perçoivent les bénéfices garantis par le contribuable français ?

Une question plus profonde : à qui profite la trajectoire ?

Et si le développement massif des ENRi n'avait pas été conçu d'abord pour lutter contre le CO₂, mais pour éliminer le nucléaire ? Si l'objectif climatique était vraiment prioritaire, pourquoi imposer des ENRi intermittentes qui obligent mécaniquement à maintenir des centrales à gaz et à charbon comme back-up, alors qu'un parc nucléaire bien dimensionné peut garantir seul une électricité décarbonée, stable et moins onéreuse ?

Les données économiques et financières analysées à l'Angle complémentaire 4 de l'Annexe F soulèvent une question que ce document pose sans prétendre y répondre : si les conséquences physiques et économiques de la substitution du nucléaire par les ENRi sont aussi prévisibles, et elles l'étaient depuis au moins deux décennies, pourquoi cette trajectoire est-elle conduite avec une telle constance par des gouvernements successifs qui disposent d'administrations techniques compétentes ? À qui profite, structurellement et durablement, la déstabilisation du

meilleur mix électrique d'Europe ? Le lecteur, armé des analyses contenues dans ce document, est en mesure de former sa propre réponse.

Un avertissement prémonitoire que l'histoire a confirmé

En juin 2019, l'ingénieur Michel Negynas publiait sur Contrepoints un article au titre prémonitoire : « *Électricité : l'incompréhensible déni de réalité* ».

URL : <https://www.contrepoints.org/2019/06/05/346082-electricite-lincomprehensible-deni-de-realite>

Il y posait une question restée sans réponse : « *Les énergies renouvelables ne parviendront jamais à remplacer les énergies pilotables. Faut-il attendre un blackout pour s'en rendre compte ?* » La panne ibérique du 28 avril 2025 a constitué la réponse expérimentale à cette question. Sept ans plus tard, la PPE3 accentue pourtant la trajectoire qu'il dénonçait.

Pour reprendre, en l'adaptant, la formule du titre du roman d'Erich Maria Remarque dont l'écho traverse les générations et les tragédies de l'histoire : « *à l'Ouest, rien de nouveau* » !

L'objectif de ce document

Ce document ne prétend pas répondre à ces questions politiques. Son objectif est plus modeste et plus essentiel : établir que dans le domaine du mix énergétique, il existe des lois physiques qui ne se négocient pas. Quelles que soient les options idéologiques, ces lois s'appliqueront. Ignorer la physique ne supprime pas celle-ci. Cette conduite expose simplement les citoyens à des pannes, à des surcoûts sur leurs budgets familiaux, à une perte de pouvoir d'achat directe et à une décarbonation manquée.

RÉFÉRENCES PRINCIPALES

1. Semperes, C., « *Premier semestre 2023 : qui a émis 8 fois plus de CO₂ que la France ?* », The European Scientist, 4 juillet 2023. <https://www.europeanscientist.com/fr/opinion/premier-semester-2023-qui-a-emis-8-fois-plus-de-co2-que-la-france-pour-produire-son-electricite/>
2. Van Vaerenbergh, E., « *Plus d'éoliennes pour mieux décarboner ? Que dit l'électrotechnique* » (épisode 1), The European Scientist, 29 août 2023. <https://www.europeanscientist.com/fr/opinion/plus-deoliennes-pour-mieux-decarboner-que-dit-lelectrotechnique/>
3. Van Vaerenbergh, E., « *Toujours plus de renouvelables sur le réseau électrique, c'est possible ? Que dit l'électrotechnique* » (épisode 2), The European Scientist, 5 septembre 2023. <https://www.europeanscientist.com/fr/opinion/toujours-plus-de-renouvelables-sur-le-reseau-electrique-cest-possible-que-dit-lelectrotechnique/>
4. Burtin A., Silva V., « *Technical and economic analysis of the European electricity system with 60 % RES* », EDF R&D, juin 2015.
5. ENTSO-E, « *ROCOF withstand capability* », 2018 ; « *Impact of reduction of inertia on frequency stability* », 2021.
6. Electric Power Systems Research (2024). <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484724007133>
7. NREL (US), « *Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin* », 2020. <https://docs.nrel.gov/docs/fy20osti/73856.pdf>
8. Wiley / Journal of Engineering, « *Power Grid Inertia With High RES Integration* », 2025. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1155/je/7975311>
9. ScienceDirect — Frequency stability with 100 % RES (2025). <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590123025042148>

10. Sauvons le Climat, « *Limites d'intégration d'ENR non pilotables dans les réseaux* », mai 2024.
11. RTE, Bilan électrique 2024 ; Fraunhofer ISE Energy Charts 2024.
12. CRE, Rapport sur les causes des prix négatifs, 2024.
13. PNC France, « *Électricité : l'Allemagne comme l'Europe réagiront-elles à temps ?* », janvier 2026.
<https://www.pnc-france.org/electricite-lallemagne-comme-leurope-reagiront-elles-a-temps/>
14. Almendron.com, « *Les douches écossaises des ENR mettent en péril les centrales nucléaires* », juillet 2025.
<https://www.almendron.com/tribuna/quand-les-douches-ecossaises-des-energies-renouvelables-mettent-en-peril-nos-centrales-nucleaires/>
15. Directive (UE) 2019/944, article 12 (priorité de dispatching des ENR). <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj?locale=fr>
16. CRE, délibération 2025-180 sur les charges de service public de l'énergie 2025-2026.
<https://www.cre.fr/documents/deliberations/evaluation-des-charges-de-service-public-de-lenergie-a-compenser-en-2026-et-a-la-reevaluation-des-charges-de-service-public-de-lenergie-a-compenser-en-2025.html>
17. Fédération Environnement Durable, « *Électricité : la vérité des chiffres face aux illusions de la PPE3* », septembre 2025. <https://environnementdurable.org/lelectricite-en-france-evolution-des-couts-et-developpement-de-leolien-et-du-solaire/>
18. PIEBIEM, « *CSPE 2025 : mais où va donc s'arrêter le siphonnage de l'argent public ?* », 2025.
<https://piebiem.webnode.fr/l/cspe-charges-de-services-public-de-l-energie-2025-mais-ou-va-donc-sarreter-le-siphonnage-de-largent-public/>
19. Negynas, M., « *Électricité : l'incompréhensible déni de réalité* », Contrepoints, 5 juin 2019.
<https://www.contrepoints.org/2019/06/05/346082-electricite-lincomprehensible-deni-de-realite>
20. Euronext, Étude sur l'actionnariat du CAC 40, 2021.
21. ENTSO-E, Rapport final sur la panne ibérique du 28 avril 2025, 20 mars 2026.
<https://www.entsoe.eu/news/2026/03/20/entso-e-publishes-expert-panel-final-report-on-28-april-2025-blackout-in-spain-and-portugal/>

ANNEXE A — HISTORIQUE ET CHIFFRAGE DU COÛT DE LA PRIORITÉ ENRI

Cette annexe est destinée aux lecteurs souhaitant approfondir les éléments présentés en résumé au Chapitre III. Elle détaille la genèse réglementaire de la priorité ENRi, les acteurs qui l'ont imposée, et son coût réel pour la France.

A.1 Chronologie : comment cette règle a été imposée, étape par étape

Année	Acte	Contenu et portée
1991	Loi allemande Stromeinspeisungsgesetz	L'Allemagne impose la première au monde l'obligation d'achat de l'électricité ENR avec priorité réseau.
1996	Directive 96/92/CE	Première directive européenne sur le marché de l'électricité. Autorise (sans obliger) les États à donner la priorité aux ENR.
2000	Loi EEG allemande	Renforce l'obligation d'achat et garantit 20 ans de tarif fixé aux producteurs ENR.
2009	Directive 2009/28/CE (RED I)	Objectif 20 % d'ENR en 2020. La priorité de dispatch devient une obligation dans les textes de transposition nationaux.
2018	Directive RED II (2018/2001)	Objectif relevé à 32 % pour 2030. Renforce les mécanismes de soutien.
2019	Directive 2019/944 (paquet « Énergie propre »)	Article 12 : la priorité de dispatch des ENR devient juridiquement contraignante pour tous les gestionnaires de réseaux européens.
2023	Directive RED III (novembre 2023)	Objectif relevé à 42,5 % pour 2030. Accélère les procédures de permis.

A.2 Qui a imposé ce système ? Le rôle moteur de l'Allemagne

L'Allemagne est à l'origine de ce système. Dès 1991, elle invente l'obligation d'achat des ENR. Dès 2000, elle l'améliore avec l'EEG et des accès garantis sur 20 ans. Elle dispose alors du plus puissant lobby industriel éolien et solaire d'Europe (Siemens, fabricants de panneaux) et d'un poids politique dominant à Bruxelles. Ce lobby a activement poussé pour que la règle instaurée en Allemagne devienne une règle européenne contraignante, rendant très difficile toute remise en cause nationale pour les autres pays.

La France, dont le mix nucléaire n'avait pas besoin de ces mécanismes de soutien, a négocié faiblement et accepté progressivement ces règles sous pression des échéances européennes. Le résultat : un pays qui disposait du mix le plus propre et le moins cher d'Europe se retrouve à financer à perte un système conçu pour des pays qui avaient fait le choix opposé.

A.3 La mécanique de la CSPE : comment les Français paient

Les producteurs ENRi bénéficient de « *contrats pour différence* » (CfD) ou d'obligations d'achat à tarif garanti sur 20 ans. Lorsque le prix de marché est inférieur au tarif garanti, l'État verse la différence aux producteurs via les charges de service public. Ces charges sont financées soit par la taxe sur la facture d'électricité (Accise, ex-CSPE), soit directement par le budget de l'État.

La perversité structurelle du système est la suivante : chaque kWh ENRi produit à un moment où le réseau n'en a pas besoin fait baisser le prix de marché, ce qui augmente mécaniquement la charge à compenser. Le système se renchérit donc automatiquement à mesure que les ENRi se développent, sans que le consommateur en voie la couleur, puisque le prix de marché baisse mais que les charges fiscales augmentent en compensation.

Poste (2025, source CRE)	Montant
Soutien ENRi électrique (métropole) — éolien + solaire	7,6 milliards €
Dont éolien terrestre seul	0,93 milliard € (+298 % vs prévisions)
Dont éolien en mer (3 parcs, 1,5 GW seulement)	0,92 milliard € (293 M€ par GW installé)
Surcoût 2026 vs prévisions initiales	+2 milliards €
Total charges CSPE énergie 2025	8,9 milliards €
Cumul sur 10 ans (estimation)	70 à 90 milliards €

Source : CRE, délibération 2025-180 (publiée août 2025).

A.4 Le paradoxe absurde du système

La délibération CRE 2025-180 formule elle-même le paradoxe : les erreurs de prévision et l'augmentation considérable des charges s'expliquent principalement par les épisodes de surproduction des ENRi. Plus le coût de l'électricité baisse sur les marchés de gros, plus il faut compenser les promoteurs éoliens. Avec seulement 3 parcs éoliens en mer en service (1,5 GW), la charge est déjà de 293 millions d'euros par GW installé par an. Si la PPE3 porte la puissance à 18 GW en 2035, la charge annuelle de l'éolien en mer seul atteindrait théoriquement près de 5 milliards d'euros par an.

A.5 Ce que cela représente concrètement pour un ménage français

Un ménage français consommant environ 4 500 kWh par an paye approximativement 100 à 135 euros par an via sa facture d'électricité pour financer les charges de service public

énergétique, dont une large part pour les ENRi. À cela s'ajoute une part supplémentaire non visible via ses impôts, correspondant aux 9,7 milliards d'euros de financement direct par l'État, ainsi que la hausse de sa facture EDF liée aux surcoûts de maintenance des « douches écossaises » (environ 2 milliards d'euros par an selon EDF).

Au total, le système de priorité ENRi représente un transfert de richesse massif et invisible du consommateur et du contribuable français vers les promoteurs industriels de l'éolien et du solaire, dont beaucoup sont des fonds d'investissement étrangers disposant de contrats garantis par l'État français sur 20 ans.

A.6 Peut-on changer cette règle ?

Juridiquement, un État membre ne peut pas déroger unilatéralement à la directive 2019/944. Toute modification nécessite une majorité qualifiée au Conseil et au Parlement européen. La France pourrait porter ce débat à Bruxelles en faisant valoir que la règle de priorité absolue des ENRi est incompatible avec la sécurité d'approvisionnement et l'objectif climatique pour un pays disposant d'un parc nucléaire. L'article 12 de la directive prévoit d'ailleurs une exception pour des « *raisons liées à la sécurité du réseau* » que la France n'a à ce jour jamais invoquée systématiquement. C'est une négociation européenne que la France doit avoir le courage de mener.

ANNEXE B — SOURCES ET RÉFÉRENCES COMPLÈTES

Cette annexe regroupe l'ensemble des sources utilisées dans ce document, avec pour chacune une indication de son apport spécifique. Elle est destinée aux lecteurs souhaitant vérifier les affirmations, approfondir un point ou disposer d'arguments documentaires face à un contradicteur.

B.1 Articles des deux ingénieurs — sources primaires

Semperes, C. — The European Scientist, 4 juillet 2023

Comparaison France/Allemagne avec données de production, d'intensité carbone et de mix énergétique sur le S1 2023. Démonstration chiffrée du paradoxe allemand.

URL : <https://www.europeanscientist.com/fr/opinion/premier-semester-2023-qui-a-emis-8-fois-plus-de-co2-que-la-france-pour-produire-son-electricite/>

Van Vaerenbergh, E. — The European Scientist, 29 août 2023 (épisode 1)

Démontre le plafond d'effacement des fossiles et l'utopie du foisonnement géographique.

URL : <https://www.europeanscientist.com/fr/opinion/plus-deoliennes-pour-mieux-decarboner-que-dit-lelectrotechnique/>

Van Vaerenbergh, E. — The European Scientist, 5 septembre 2023 (épisode 2)

Introduit le concept de suivi de charge (dMW/dt).

URL : <https://www.europeanscientist.com/fr/opinion/toujours-plus-de-renouvelables-sur-le-reseau-electrique-cest-possible-que-dit-lelectrotechnique/>

B.2 Publications académiques internationales à comité de lecture

ScienceDirect — Electric Power Systems Research (2024)

Identifie un seuil critique de pénétration des ENRi d'environ 44 %, au-delà duquel la stabilité en fréquence est compromise.

URL : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484724007133>

NREL — National Renewable Energy Laboratory, États-Unis (2020)

Démontre que l'inertie des générateurs rotatifs est indispensable. Significatif car émane d'un organisme pro-ENR.

URL : <https://docs.nrel.gov/docs/fy20osti/73856.pdf>

Wiley — Journal of Engineering (2025)

Revue exhaustive de la littérature internationale. Confirme que la transition vers les ENRi réduit l'inertie système.

URL : <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1155/jc/7975311>

ScienceDirect — Frequency stability in modern power systems with 100 % RES (2025)

Démontre mathématiquement qu'une réduction excessive de l'inertie due à forte pénétration ENRi provoque une instabilité en fréquence.

URL : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590123025042148>

B.3 Sources françaises et européennes de référence

Negynas, M. — « Électricité : l'incompréhensible déni de réalité », Contrepoints, 5 juin 2019

Dès 2019, cet article établit avec clarté l'ensemble des arguments que le black-out ibérique du 28 avril 2025 viendra confirmer expérimentalement. Illustre que les conséquences de la politique ENRi n'étaient pas imprévisibles mais délibérément ignorées.

URL : <https://www.contrepoints.org/2019/06/05/346082-electricite-lincomprehensible-deni-de-realite>

Sauvons le Climat (mai 2024)

Tribune technique « Limites d'intégration d'ENR non pilotables dans les réseaux ». Valide le seuil de 40 % d'ENRi en moyenne annuelle.

URL : <https://www.sauvonsleclimat.org/fr/ressources/base-doc/tribune-limites-dintegration-denr-non-pilotables-dans-les-reseaux>

Encyclopédie de l'Énergie (2022)

Synthèse des incidents (Europe, Australie, Texas, Espagne 2025).

URL : <https://www.encyclopedie-energie.org/renouvelables-intermittentes-menace-de-black-out-comment-y-faire-face/>

PNC France (janvier 2026)

Analyse du Dunkelflaute de décembre 2024.

URL : <https://www.pnc-france.org/electricite-lallemagne-comme-leurope-reagiront-elles-a-temps/>

Le Figaro / almendron.com (juillet 2025)

« Les douches écossaises des ENR mettent en péril les centrales nucléaires ». Corrosion sous contrainte à Civaux, coût estimé à 2 milliards €/an pour EDF.

URL : <https://www.almendron.com/tribuna/quand-les-douches-ecossaises-des-energies-renouvelables-mettent-en-peril-nos-centrales-nucleaires/>

B.4 Sources réglementaires et institutionnelles

Directive (UE) 2019/944, article 12 — <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj?locale=fr>

Directive RED II (UE) 2018/2001 — <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:32018L2001>

CRE, délibération 2025-180 — <https://www.cre.fr/documents/deliberations/evaluation-des-charges-de-service-public-de-lenergie-a-compenser-en-2026-et-a-la-reevaluation-des-charges-de-service-public-de-lenergie-a-compenser-en-2025.html>

RTE, Bilan électrique 2024 — <https://analysesetdonnees.rte-france.com/bilan-electrique-2024/synthese>

ENTSO-E, page centrale blackout ibérique — <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>

ENTSO-E, rapport final 20 mars 2026 — <https://www.entsoe.eu/news/2026/03/20/entso-e-publishes-expert-panel-final-report-on-28-april-2025-blackout-in-spain-and-portugal/>

Fraunhofer ISE Energy Charts — https://energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=fr&c=DE
Electricitymap — <https://app.electricitymaps.com>

Euronext, Étude actionnariat CAC 40, 2021 — <https://www.euronext.com>

ANNEXE C — LE BLACK-OUT IBÉRIQUE DU 28 AVRIL 2025 : ANALYSE TECHNIQUE

Cette annexe détaille la chronologie précise, les causes techniques et les enseignements du black-out du 28 avril 2025, qui constitue à ce jour la démonstration la plus complète et documentée des conséquences d'un déficit d'inertie sur un grand réseau électrique.

C.1 Le contexte énergétique espagnol

L'Espagne a fait le choix depuis 2010 d'un développement massif des ENRi. En 2025, elle dispose d'environ 80 GW de puissance solaire et éolienne installée. Ses centrales nucléaires (environ 20 % de la production) sont soumises à une fiscalité croissante compromettant leur rentabilité. Le 28 avril 2025, journée de printemps ensoleillée, la production solaire atteint 17 à 18 GW à 10h15. Au moment du black-out, 65 à 73 % de la production provient des ENRi — ce qui n'est pas exceptionnel pour une telle journée en Espagne. C'est précisément ce qui rend l'événement inquiétant : si cela arrive dans des conditions ordinaires, que se passera-t-il lorsque la proportion d'ENRi sera encore plus élevée ?

C.2 La chronologie minute par minute

Heure	Événement
18 avril 2025 (10 jours avant)	ENTSO-E alerte officiellement sur les risques de surproduction solaire pour avril et mai. L'alerte n'est pas suivie d'effets.
28 avril, matin	Le réseau espagnol connaît des fluctuations de tension atypiques.
12h03	Oscillation de fréquence de 0,6 Hz enregistrée.
12h19	Second épisode d'oscillation, d'amplitude supérieure.
12h32 min 57 s	Un transformateur évacuant des centrales solaires et éoliennes se déconnecte à Badajoz.
12h33 min 16 s	Un second transformateur injecté à 725 MW d'ENRi se déconnecte. Surtensions dépassant 435 kV.
12h33 min 24 s	Réaction en chaîne : 15 GW de production disparaissent. La fréquence chute à 48,0 Hz. Perte de synchronisation.
12h33 min 29 s	Les protections françaises coupent automatiquement les interconnexions. La péninsule est isolée.
00h22 (29 avril)	Restauration complète au Portugal, grâce aux imports français et marocains.
04h00 (29 avril)	Restauration complète en Espagne. Durée totale : 11 à 15 heures selon les régions.

C.3 La controverse sur les causes

Position officielle (ENTSO-E, rapport préliminaire octobre 2025 ; gouvernement espagnol) : le black-out n'est « *pas lié au niveau de production ENR au moment de l'incident* ».

Analyse indépendante d'André Merlin, ingénieur général, cofondateur d'ENTSO-E (Transitions & Énergies, décembre 2025) : « *En dépit des dénégations, le black-out est bien la conséquence d'une proportion trop élevée de production renouvelable intermittente qui ne contribue pas à la stabilité du système. Il n'y avait pas assez de moyens de production capables de contrôler la fréquence et la tension.* »

Le rapport final ENTSO-E (20 mars 2026) confirme que le black-out résulte d'une combinaison de facteurs incluant des oscillations, des lacunes dans le contrôle de tension et de puissance réactive, et des déconnexions de générateurs en Espagne. Ces deux positions ne sont pas incompatibles : la cause immédiate (séquence de surtensions) aurait pu être gérée si la cause profonde (insuffisance d'inertie synchrone) n'avait pas existé.

C.4 Le rôle du nucléaire français dans le redémarrage

Le redémarrage des réseaux espagnol et portugais n'a été possible que grâce aux importations d'électricité française et marocaine. Or la France exportait ce jour-là une électricité produite à environ 67 % par ses réacteurs nucléaires. Pour assurer un black start, il faut des sources capables de fournir une tension et une fréquence stables, une puissance de court-circuit élevée et une inertie suffisante pour absorber la remise en charge progressive des consommateurs, exactement les caractéristiques des turbo-alternateurs des centrales nucléaires. Les parcs solaires et éoliens sont structurellement incapables d'assurer un black start.

C.5 Sources pour cette annexe

François NUC, Stratpol.com, 16 mai 2025 : <https://stratpol.com/comprendre-le-black-out-en-espagne-et-portugal-du-28-avril-2025/>

André Merlin, Transitions & Énergies, décembre 2025 : <https://www.transitionsenergies.com/black-out-espagnol-nous-ne-sommes-pas-a-abri/>

RTE, FAQ black-out 28 avril 2025 : <https://www.rte-france.com/actualites/foire-questions-black-out-28-avril-2025-sur-peninsule-iberique>

SFEN, octobre 2025 : <https://www.sfen.org/rgn/28-semaines-plus-tard-premieres-reponses-blackout-iberique-electricite/>

ENTSO-E, page centrale blackout : <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>

ENTSO-E, rapport final 20 mars 2026 : <https://www.entsoe.eu/news/2026/03/20/entso-e-publishes-expert-panel-final-report-on-28-april-2025-blackout-in-spain-and-portugal/>

ANNEXE D — LES MÉCANISMES PHYSIQUES FONDAMENTAUX

Cette annexe est destinée aux lecteurs souhaitant comprendre en profondeur les phénomènes physiques évoqués aux §4.2 et §4.3. Elle ne nécessite aucune formation scientifique préalable.

D.1 Comment une perturbation extérieure agit-elle sur le rotor d'un alternateur ?

Dès qu'un alternateur est connecté au réseau, il existe entre son rotor et tous les appareils électriques branchés une interaction électromagnétique permanente. Quand des millions de

consommateurs allument leurs appareils simultanément, le réseau exige davantage de puissance. Cette puissance est tirée des bobines du stator, ce qui génère un courant plus intense et crée une force électromagnétique de freinage sur le rotor.

ANALOGIE — Imaginez un vélo dont la roue arrière est reliée à une dynamo. Vous pédalez à vitesse constante. Tant que la dynamo n'alimente qu'une petite ampoule, vous pédalez facilement. Quelqu'un branche une ampoule beaucoup plus puissante : vous sentez immédiatement une résistance accrue dans les pédales. Si vous ne réagissez pas, la roue ralentit. C'est exactement ce qui se passe dans un alternateur.

L'inertie du rotor joue ici le rôle d'amortisseur : au lieu de s'arrêter brusquement, un rotor lourd de 250 tonnes ralentit très progressivement, restituant son énergie cinétique au réseau pendant plusieurs secondes. C'est cette restitution automatique qui amortit la chute de fréquence et laisse le temps aux régulateurs d'agir.

D.2 Inertie : pourquoi un rotor lourd lent peut valoir un rotor léger rapide

L'énergie cinétique stockée dans un rotor est $E = \frac{1}{2} \times J \times \omega^2$, où J est le moment d'inertie (dépendant de la masse et du rayon) et ω la vitesse de rotation. Doubler la vitesse multiplie l'énergie par 4, à masse égale. Mais la masse n'est pas égale.

Une turbine à gaz à 3 000 tr/min est compacte et légère : son rotor pèse typiquement 10 à 30 tonnes. Un turbo-alternateur nucléaire à 1 500 tr/min a un rotor pouvant peser 250 tonnes et mesurer jusqu'à 74 mètres de long. La masse colossale compense largement la vitesse plus faible. La comparaison pertinente est donc celle entre turbo-alternateur massif couplé au réseau et onduleur électronique sans masse tournante. C'est cette deuxième comparaison qui définit la vulnérabilité des réseaux à forte proportion d'ENRi.

D.3 Comment les ENRi produisent-elles du 50 Hz ? Le rôle de l'onduleur

Un panneau solaire photovoltaïque produit du courant continu, sans fréquence. Une éolienne produit du courant alternatif à fréquence variable selon la vitesse du vent. Dans les deux cas, on ne peut pas connecter directement ces sources à un réseau en courant alternatif à 50 Hz. L'onduleur électronique résout ce problème en convertissant le courant et en reconstruisant une sinusoïde artificielle à exactement 50 Hz, grâce à un circuit appelé PLL (Phase Locked Loop) qui mesure en permanence la fréquence du réseau.

La distinction fondamentale est la suivante : un turbo-alternateur crée physiquement la fréquence par sa rotation mécanique et libère automatiquement de l'énergie cinétique pour soutenir le réseau en cas de chute. Un onduleur copie électroniquement la fréquence du réseau : il ne dispose d'aucune énergie stockée mécaniquement pour contrer une chute de fréquence.

ANALOGIE MUSICALE — Le turbo-alternateur est le musicien qui joue et donne le tempo. L'onduleur est l'enregistreur qui copie ce que joue le musicien. Si tous les musiciens s'arrêtent, l'enregistreur n'a plus rien à copier.

ANNEXE E — GLOSSAIRE DES ACRONYMES

Acronyme	Définition complète	Contexte
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators	Agence européenne supervisant les marchés de l'énergie
CfD	Contract for Difference (Contrat pour différence)	Mécanisme de soutien aux ENR garantissant un tarif fixe
CO ₂	Dioxyde de carbone	Gaz à effet de serre principal issu de la combustion fossile
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie	Autorité administrative indépendante française
CSPE	Contribution au Service Public de l'Électricité	Rebaptisée « Accise » en 2022
dMW/dt	Variation de puissance par unité de temps	Indicateur de vitesse de variation de production
EDF	Électricité de France	Principal exploitant du parc nucléaire français
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz	Loi allemande de 2000 sur les ENR
ENR	Énergie Renouvelable (terme générique)	Inclut ENRi et ENR pilotables
ENRi	Énergie Renouvelable Intermittente (ou non pilotable)	Éolien et solaire photovoltaïque
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	40 gestionnaires, 36 pays
FCR	Frequency Containment Reserve	Service de réglage primaire de fréquence en Europe
GW	Gigawatt (= 1 000 MW)	Unité de puissance électrique
GWh	Gigawattheure (= 1 000 MWh)	Unité d'énergie électrique
Hz	Hertz	Unité de fréquence. 50 Hz pour le réseau européen
IBR	Inverter-Based Resource	Équipement connecté via onduleur (solaire, éolien moderne)
kWh	Kilowattheure	Unité d'énergie de base sur la facture du consommateur
MW	Mégawatt (= 1 000 kW)	Unité de puissance électrique
MWh	Mégawattheure	Unité d'énergie électrique
NREL	National Renewable Energy Laboratory	Laboratoire national américain des ENR
OCGT	Open Cycle Gas Turbine	Turbine à gaz très flexible : 15–20 % de la puissance/minute
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine	Cycle combiné gaz : 5–10 % de la puissance/minute
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Énergie	Document stratégique français à 10 ans
RCo F	Rate of Change of Frequency	Vitesse de variation de la fréquence réseau
RED	Renewable Energy Directive	Directives européennes ENR (RED I : 2009, RED II : 2018, RED III : 2023)
REE	Red Eléctrica de España	Gestionnaire du réseau espagnol
RTE	Réseau de Transport d'Électricité	Gestionnaire du réseau de transport électrique français
STEP	Station de Transfert d'Énergie par Pompage	Centrale hydro-électrique réversible
TURPE	Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité	Taxe d'acheminement
TWh	Térawattheure (= 1 000 GWh)	Unité pour les bilans nationaux
UFLS	Under Frequency Load Shedding	Mécanisme automatique de délestage par sous-fréquence

ANNEXE F — CHAPITRE V DÉVELOPPÉ : RETIRER LA CLÉ DE VOÛTE

Ce que révèlent quatre scénarios sur le rôle du nucléaire français dans la stabilité électrique de l'Europe

Avril 2026

Introduction : du principe à la réalité

Les cinq règles d'or définies au §4.11 sont des principes physiques abstraits. Ils décrivent les conditions nécessaires à la stabilité d'un réseau électrique : inertie synchrone, puissance de court-circuit, règle des 40 %, capacité de redémarrage autonome et indépendance vis-à-vis du dispatch ENRi. Ces principes sont incontestables sur le plan physique, mais ils restent théoriques tant qu'on ne les confronte pas à des situations concrètes.

Les scénarios qui suivent remplissent cette fonction. Ils répondent à une question simple : que se passerait-il si ces règles n'étaient plus garanties par le nucléaire français ? Les réponses décrivent soit des situations déjà vécues, soit des trajectoires déjà engagées par les politiques énergétiques européennes actuelles.

Angle complémentaire 1 — Grid-forming et grid-following : la distinction fondamentale

Tous les producteurs d'électricité ne se comportent pas de la même façon vis-à-vis du réseau. Cette distinction est la clé de compréhension de l'ensemble de la note.

Un dispositif grid-forming (formateur de réseau) établit lui-même la tension et la fréquence de référence. C'est le cas d'un turbo-alternateur synchrone : toute variation de charge est absorbée en premier lieu par l'inertie mécanique de sa masse tournante, qui résiste instantanément à toute déviation de la fréquence. Ce n'est que si aucune correction n'est ensuite apportée (manuellement ou par les régulateurs de vitesse) que la machine accélère ou ralentit progressivement. C'est le cas des centrales nucléaires, thermiques, et des barrages hydrauliques à turbine Francis ou Kaplan.

Un dispositif grid-following (suiveur de réseau) ne peut fonctionner que si une fréquence de référence existe déjà. Il se synchronise sur cette référence mais ne la crée pas. C'est le cas des éoliennes à vitesse variable, des panneaux solaires photovoltaïques et des batteries sur onduleur.

Un réseau composé uniquement de sources grid-following ne peut pas fonctionner. Il lui faut au moins une source grid-forming pour établir la référence de fréquence. Plus la proportion de sources grid-following augmente, plus la stabilité dépend d'un nombre réduit de sources grid-forming dont la perte entraînerait l'effondrement de l'ensemble.

ANALOGIE — L'orchestre : tous les musiciens jouent en rythme avec le chef d'orchestre. Mais il faut un chef. Si le chef disparaît, tous ceux qui suivaient sa mesure s'arrêtent. Le nucléaire français est le chef d'orchestre du réseau électrique européen.

Angle complémentaire 2 — Le stockage par batteries

Les batteries résolvent le problème de l'équilibre énergétique : elles stockent l'excédent de production et le restituent lors des creux. Mais elles ne résolvent pas le problème de la stabilité physique du réseau, pour une raison fondamentale.

Les batteries connectées au réseau fonctionnent via des onduleurs électroniques (convertisseurs courant continu / courant alternatif). Comme les éoliennes modernes et les panneaux solaires, elles sont des dispositifs grid-following (voir Angle complémentaire 1) : elles ont besoin d'une fréquence de référence préexistante sur le réseau pour fonctionner. Si le réseau s'effondre, les batteries ne peuvent pas le redémarrer car elles ne produisent pas d'inertie mécanique, car il n'y a aucune masse tournante dans un onduleur.

En résumé : les batteries résolvent le problème de l'équilibre énergétique (production \neq consommation sur quelques heures). Elles ne résolvent pas le problème de l'inertie synchrone (maintien de la fréquence réseau à 50 Hz à chaque instant). Ce sont deux problèmes physiquement distincts.

Angle complémentaire 3 — La souveraineté industrielle

Environ 80 à 90 % des panneaux solaires installés en Europe proviennent de Chine. Les principales étapes de la chaîne de valeur (production de polysilicium, découpe des lingots, fabrication des cellules) sont dominées à 70–80 % par des acteurs chinois. La transition énergétique européenne, financée par les mécanismes d'Accise, transfère massivement la valeur ajoutée vers l'Asie.

Le nucléaire, en revanche, représente un secteur où la France maintient une souveraineté industrielle complète sur l'ensemble de la chaîne de valeur : conception (EDF, Framatome), fabrication des composants, combustible (Orano), exploitation, démantèlement. Cet actif stratégique ne figure jamais dans les analyses de coût-bénéfice officielles des politiques énergétiques.

Angle complémentaire 4 — Qui fabrique, qui possède, qui perçoit ?

La dimension financière et géopolitique de la transition énergétique

L'Angle complémentaire 3 a établi la dépendance technologique de l'Europe vis-à-vis de l'Asie pour les composants ENRi. La présente section prolonge ce constat dans une direction différente : la propriété des actifs installés sur le territoire français, les flux financiers qu'ils génèrent, et les structures réglementaires qui organisent ces flux. Ces éléments sont publics, documentés, et constituent des données objectives.

Première dimension — La structure de propriété des actifs ENRi en France

Les parcs éoliens et solaires installés sur le territoire français n'appartiennent pas majoritairement à des opérateurs français. On y distingue trois catégories d'acteurs étrangers dominants : les opérateurs énergétiques européens (Iberdrola, Enel Green Power, Vattenfall, BayWa r.e., RWE Renewables) ; les fonds d'infrastructure internationaux (Macquarie Asset Management, australien ; Brookfield Renewable Partners, canadien) qui perçoivent sur vingt ans un flux de revenus garanti (payé par le consommateur français) ; et les développeurs-promoteurs d'origine étrangère qui cèdent ensuite leurs projets à des fonds.

Deuxième dimension — Le mécanisme du complément de rémunération

Le complément de rémunération garantit à chaque producteur ENRi un prix de référence pendant vingt ans. Lorsque le prix de marché est inférieur à ce prix de référence, la différence est compensée par un mécanisme financé par l'Accise payée par chaque consommateur français. En 2023, ce mécanisme a représenté environ 7 milliards d'euros. La question n'est pas comptable, elle est politique : quelle fraction du prélèvement obligatoire opéré sur la facture du consommateur français irrigue in fine des bilans d'entreprises étrangères ou des fonds d'infrastructure domiciliés hors de France ?

Troisième dimension — Le cas particulier de la France et les grands fonds d'actifs globaux

La France est l'un des seuls pays de l'OCDE à ne pas disposer d'un système de fonds de pension par capitalisation d'envergure. Son épargne, estimée à environ 72 % dans les dépôts bancaires et l'assurance-vie, constitue un réservoir considérable non encore orienté vers les marchés d'actifs à long terme.

BlackRock, premier gestionnaire d'actifs mondial avec près de 12 000 milliards de dollars d'encours fin 2024, est selon les données Euronext le premier actionnaire institutionnel non familial du CAC 40, avec une participation globale d'environ 2,1 % de l'indice et des participations avoisinant 5 % dans une vingtaine de multinationales françaises (BNP Paribas, Sanofi, Total, Vinci, Saint-Gobain, entre autres).

Les contacts documentés entre la direction de BlackRock et l'exécutif français sont nombreux et publics. Dès juin 2017, Larry Fink est reçu à l'Élysée par le président de la République nouvellement élu. En octobre 2017, une délégation de 21 gestionnaires de fonds emmenée par BlackRock est reçue au salon Murat de l'Élysée pour des exposés de plusieurs membres du gouvernement. Jean-François Cirelli, président de BlackRock France, est désigné membre du Comité action publique 2022, puis élevé au grade d'officier de la Légion d'honneur le 1^{er} janvier 2020. En septembre 2025, Emmanuel Macron reçoit le Global Citizen Award de l'Atlantic Council des mains de Larry Fink, lors de la cérémonie en marge de l'Assemblée générale des Nations unies à New York.

La Loi PACTE d'avril 2019 a introduit de nouveaux plans d'épargne retraite assouplis. Elle a été élaborée dans un contexte où BlackRock avait contribué aux réflexions préparatoires (Cirelli au CAP 2022) et publié une note de recommandations au gouvernement intitulée « Loi Pacte : le bon plan retraite ». Il serait inexact d'écrire que BlackRock a seul inspiré cette loi ; il est documenté qu'il en a été un acteur des discussions préparatoires et en a salué explicitement le résultat.

Ces faits sont documentés par des sources sérieuses (L'Obs, Libération CheckNews, le Canard enchaîné, l'AFP, Euronext). Ils ne constituent pas en eux-mêmes une démonstration d'influence indue. Ils décrivent une architecture de relations entre un acteur financier aux intérêts documentés et un exécutif dont les réformes ont objectivement servi ces intérêts. L'interprétation appartient au lecteur.

Quatrième dimension — La fabrique réglementaire européenne

La priorité de dispatch imposée aux ENRi par l'article 12 de la directive 2019/944/CE n'est pas un impératif physique. C'est un choix de politique publique dont les travaux préparatoires montrent l'influence documentée des associations professionnelles du secteur (WindEurope et SolarPower Europe). Le résultat : les ENRi bénéficient d'une priorité d'accès au réseau, d'un prix garanti pendant vingt ans financé par un prélèvement obligatoire, et d'une exemption de contribution aux coûts d'équilibrage qu'elles génèrent. Il ne s'agit pas d'une économie de marché de l'énergie ; en fait, c'est un marché administré dont les paramètres ont été fixés de telle sorte que la rente ENRi est structurellement garantie contre toute logique physique (impact négatif sur la stabilité du réseau), économique (mécanisme de rente au détriment du consommateur français) et écologique (l'utilisation des ENRi au détriment du nucléaire augmente paradoxalement l'intensité carbone du mix, alors même que la décarbonation en est la finalité imposée).

Questions ouvertes

Le présent document est une note de physique des réseaux, non un essai de politique énergétique. Les questions suivantes sont posées sans prétendre y répondre — le lecteur armé des analyses précédentes est en mesure de former sa propre opinion.

4. Pourquoi une trajectoire dont les conséquences physiques sont aussi prévisibles (et prévisibles depuis au moins deux décennies) est-elle conduite avec une telle constance par des gouvernements successifs disposant d'administrations techniques compétentes ?
5. Pourquoi le mécanisme de complément de rémunération, dont les bénéficiaires sont en partie des fonds d'infrastructure étrangers, n'est-il soumis à aucun critère de localisation de la valeur ajoutée sur le territoire français, alors que des mécanismes équivalents existent aux États-Unis (Inflation Reduction Act) ?
6. Pourquoi la priorité de dispatch des ENRi, qui contraint les réacteurs synchrones à se découpler et à cesser de contribuer à l'inertie du réseau, n'est-elle pas compensée par un mécanisme de rémunération du service d'inertie que ces réacteurs rendent, un service qui bénéficie à l'ensemble des acteurs du réseau ?
7. La France, qui ne dispose pas de fonds de pension par capitalisation, est-elle en train de constituer, par le biais de l'Accise, un mécanisme de rente à vingt ans au bénéfice d'acteurs qui remplissent précisément la fonction que ses propres fonds de pension rempliraient, si elle en avait ?

Ce que cette section établit : les technologies ENRi déployées en France génèrent des flux financiers garantis par la fiscalité nationale, perçus en partie par des acteurs étrangers, dans un cadre réglementaire dont les paramètres ont été fixés à Bruxelles avec une influence documentée des opérateurs du secteur. La souveraineté énergétique française — que le nucléaire préservait dans sa totalité — est structurellement entamée par cette architecture, indépendamment de toute considération physique.

Sources : CRE, délibération 2025-180 (cre.fr) ; Euronext, Étude actionnariat CAC 40, 2021 ; Libération (CheckNews), 2019 ; AFP, septembre 2025 ; WindEurope, Annual Statistics 2024 (windeurope.org) ; SolarPower Europe, EU Market Outlook 2024.

Conclusion de l'Annexe F : cinq points de synthèse

1. Le réseau électrique européen fonctionne aujourd'hui parce que la France a conservé son parc nucléaire. Sans cet apport synchrone, plusieurs pays voisins seraient structurellement instables en conditions ordinaires d'exploitation.

2. Le black start exige des sources synchrones massives (grid-forming). Les ENRi, les batteries et tous les systèmes à onduleurs (grid-following) ne peuvent pas y contribuer car ils ont besoin du réseau pour fonctionner.

3. Les ENRi décarbonent un système électrique si elles s'ajoutent à un socle nucléaire. Quand elles le remplacent, le bilan carbone se dégrade : 350 g CO₂/kWh en Allemagne (171 GW d'ENRi, plus de nucléaire) contre 45 g en France (55 GW d'ENRi, nucléaire conservé).

4. La trajectoire PPE3 réduit la marge synchrone française dans la décennie où les voisins en ont le plus besoin. Sans EPR2 opérationnels avant 2038 et sans réforme de l'article 12 de la directive 2019/944, la France cessera d'être le filet de sécurité européen.

5. La loi de transition énergétique de 2015 avait programmé la fermeture de 17 à 22 réacteurs. Si elle avait été appliquée intégralement, la France aurait aujourd'hui une intensité carbone de 200 à 280 g CO₂/kWh au lieu de 45 g, et n'aurait pas pu assister l'Espagne lors de la panne du 28 avril 2025.

Sources principales : Fraunhofer ISE (energy-charts.info) ; ENTSO-E Rapport final sur la panne ibérique du 28 avril 2025 (entso-e.eu) ; Ember European Electricity Review 2025 (ember-climate.org) ; RTE Bilan électrique 2024 (rte-france.com) ; CRE (cre.fr) ; Electricitymap (app.electricitymaps.com) ; Euronext, Étude actionnariat CAC 40, 2021.

À Sainte Barbe sur Gaillon, le 8 avril 2026

Claude Mennessier
Président CLM Consulting
clm@clmconsulting.eu

