SOUVERAINETÉ ÉNERGÉTIQUE 2045

Nucléaire, hydrogène, biogaz : ce que disent les ordres de grandeur

Programme Résilience 2045 — note d'éclairage — octobre 2026 — synthèse des notes « Contrainte hydrique » V4 et volets 1 à 3, « Pourquoi le tout-électrique ne suffit pas seul », « Trajectoire 2025–2045 », « Pyrogazéification, biochar et bilan carbone — valeurs de référence » et « Bilan du carbone depuis 1850 » (resilience2045.fr). Les valeurs 2045 précédées de ~ sont des estimations de travail.

L'essentiel

Le nucléaire est le socle, mais sa puissance garantie un soir de canicule en 2045 sera nettement inférieure à sa puissance installée : parc vieillissant, fleuves plus chauds et plus bas.

La capacité de construction est le vrai plafond : même 14 EPR2 ne suffisent que si l'on n'électrifie pas ce qui ne peut pas l'être ; un scénario tout-électrique en demanderait ~21.

L'hydrogène est une molécule utile à l'industrie, mais un mauvais carburant : il faut environ trois fois plus d'électricité qu'un véhicule à batterie pour le même service, il se stocke et se transporte mal, et ses fuites réchauffent le climat.

Le biogaz français est la pièce qui manque : produit sur le territoire, stockable dans les ~130 TWh de stockages existants, il couvre poids lourds, tracteurs, aviation et pointes électriques, et réduit le besoin d'électricité d'environ 55 TWh.

L'éolien et le solaire restent nécessaires pour boucler le bilan, mais construits selon les besoins et pilotés, non au rythme des guichets de subvention.

Le carbone se retire de deux façons : le biochar et le CO_2 biogénique concentré des mêmes sites ; stocké, ce dernier peut peser davantage que le biochar (~25 à 40 Mt de CO_2 par an, contre ~9 à 23 Mt de CO_2 stockées dans le biochar, selon le réglage).

Le Programme Résilience 2045 en bref : une architecture de transition énergétique pour la France, élaborée de façon indépendante et non commerciale par un ingénieur de l'énergie et de l'industrie. Son principe : l'électricité nucléaire et renouvelable partout où elle fait mieux ; un biométhane français, produit par méthanisation et pyrogazéification de déchets et de résidus agricoles et forestiers, pour ce qu'elle ne peut pas assurer seule — pointes, stockage entre saisons, poids lourds, tracteurs, aviation, industrie à haute température ; et le biochar et le CO_2 biogénique concentré coproduits pour retirer durablement du carbone de l'atmosphère. Les besoins notés « Résilience » ci-dessous sont ceux de ce scénario.

1. Le nucléaire : raisonner en puissance garantie, pas en production annuelle

Le parc compte 57 réacteurs, environ 63 GW. Le changement climatique ne menace pas sa production annuelle ; il menace sa disponibilité au moment où le réseau en a le plus besoin. Les faits sont déjà mesurés :

- **Âge du parc :** en 2045, 18 réacteurs auraient 64 à 68 ans et l'ensemble du palier 900 MW entre 55 et 68 ans — et les plus anciens sont souvent sur les fleuves les plus exposés (Loire, Rhône, Garonne).
- **Fleuves :** en 2022, l'ASN a dû modifier temporairement les prescriptions de rejets thermiques de cinq réacteurs ; la Loire à Nantes a connu 4 étés critiques sur les 6 derniers, contre environ 1 sur 5 la décennie précédente (HydroPortail).
- **Glaciers :** les glaciers alpins, qui soutenaient le débit estival du Rhône, ont perdu environ la moitié de leur volume depuis 1850.
- **Refroidissement :** les tours aéroréfrigérantes protègent le fleuve de l'échauffement mais consomment définitivement 12 à 22 millions de m^3 d'eau par réacteur et par an (EDF).

Le moment critique est un soir de canicule : le solaire s'arrête entre 19 h et 21 h, la climatisation tourne encore, les véhicules se branchent en rentrant — et les réacteurs fluviaux sont alors au plus contraint.

Scénario 2045	Puissance nucléaire garantie	Besoin estimé	Résultat
Parc historique seul	~30 GW	—	Base insuffisante
+ 6 EPR2 engagés	~39 GW	~51 GW (Résilience)	Déficit ~12 GW
+ 14 EPR2 (6 + option de 8)	~51 GW	~51 GW (Résilience)	Couverture cohérente
Tout-électrique + 14 EPR2	~51 GW	~61,5 GW	Déficit ~10 GW → gaz fossile importé

Source : note « Contrainte hydrique » V4, Programme Résilience V11 — estimations de travail en puissance garantie lors d'épisodes de contraintes simultanées.

2. La capacité de construction est le vrai plafond

- **Délais :** Flamanville 3 a demandé dix-sept ans de chantier ; le premier EPR2, à Penly, est attendu vers 2038. Les réacteurs de quatrième génération et les petits réacteurs ne pèseront pas avant 2045.
- **Rythme :** passer de 14 à ~21 EPR2 d'ici 2045 dépasserait la capacité de l'appareil industriel français ; le déficit serait comblé par du gaz importé.
- **Implantation :** la contrainte hydrique plaide pour placer les 8 EPR2 à l'étude en bord de mer ; Bugey, reconduit avec deux EPR2 sur le Rhône, hérite de la perte du soutien glaciaire. Les sites fluviaux anciens, comme Fessenheim sur le Rhin, sont précisément ceux dont la disponibilité estivale est la plus fragile.
- **Petits réacteurs (SMR et AMR) :** un réacteur de 300 MWe doit évacuer en permanence 550 à 600 MWth ; installé à l'intérieur des terres, il déplace la contrainte hydrique vers des territoires souvent plus vulnérables. Surtout, le nucléaire n'est pas une technologie neutre : chaque site relève du régime des installations nucléaires de base, avec plan particulier d'intervention, périmètre de protection, sécurité contre la malveillance et gestion des déchets. Les implanter « près des usages », c'est-à-dire près des villes et des zones industrielles, pose une question d'acceptation par la population. La plupart des projets soutenus par France 2030 reposent sur des filières que la France n'exploite pas aujourd'hui — refroidissement au sodium, au plomb, à l'hélium ou aux sels fondus ; combustibles au plutonium (MOX) ou à uranium enrichi jusqu'à ~20 % (HALEU), produit aujourd'hui à l'échelle commerciale essentiellement en Russie — et chacune exige sa propre usine de combustible et des années d'instruction par l'autorité de sûreté. Plusieurs sont portés par de jeunes entreprises sans expérience d'exploitant nucléaire ; l'une d'elles (Naarea, sels fondus) a été placée en redressement judiciaire en septembre 2025. EDF lui-même a abandonné en juillet 2024 la conception initiale de son SMR Nuward (2 × 170 MWe) pour revenir à des technologies éprouvées ; la nouvelle version (~400 MWe) n'a pas encore de date de mise en service. Les SMR ne peuvent pas être comptés comme une capacité significative avant 2045.

Conséquence : le nombre d'EPR2 constructibles d'ici 2045 est une donnée industrielle, pas une variable politique. La question devient : comment réduire le besoin de puissance électrique pour qu'il tienne dans cette capacité ?

3. L'éolien et le solaire : nécessaires, mais construits selon les besoins

Même avec 14 EPR2 et le biométhane, il resterait ~280 TWh d'électricité renouvelable à produire en 2045, hydraulique comprise ; l'éolien et le solaire en fournissent aujourd'hui environ 70 TWh. Refuser par principe l'éolien et le solaire ne boucle pas le bilan ; les installer à tout va ne le boucle pas mieux. La bonne voie est de construire selon les besoins et de piloter les réalisations :

- **Des capacités décidées par le bilan, pas par les guichets :** chaque appel d'offres dimensionné à partir du bilan de puissance et d'énergie, et ajusté chaque année selon

l'avancement réel du nucléaire et du biométhane — et non au rythme des projets portés par la recherche de subventions.

- **Un signal à prendre au sérieux :** en 2024, la France a connu 359 heures à prix négatifs (RTE) — des installations rémunérées pour produire au moment où personne n'a besoin de leur électricité ; ce nombre augmente encore en 2026.
- **Les bons emplacements d'abord :** toitures, parkings, friches et surfaces déjà artificialisées avant les terres agricoles ; raccordement là où le réseau existe, pour ne pas ajouter de coûts de réseau.
- **Valoriser les surplus plutôt que les perdre :** les excédents d'été, au lieu d'être écrêtés ou vendus à perte, sont convertis en méthane avec le CO_2 biogénique des sites (réaction de Sabatier, ~25 à 40 TWh) et stockés pour l'hiver dans les stockages de gaz existants.

Conséquence : piloter la construction par le besoin est la condition pour que chaque mégawatt installé serve — et pour que la facture baisse.

4. L'hydrogène : une molécule utile, un mauvais carburant

L'hydrogène a toute sa place comme matière première : raffinage, engrais (ammoniac), acier (réduction directe). La France en consomme déjà environ 0,9 million de tonnes par an, presque entièrement d'origine fossile. Comme vecteur d'énergie pour la mobilité ou le stockage de masse, la physique lui est défavorable :

Critère	Électricité directe	Hydrogène	Biométhane
Énergie utile aux roues, depuis l'électricité ou le vecteur	~74 %	~25–30 % de l'électricité de départ (électrolyse, compression, pile ~37 %)	~40 % en ÉREV, depuis une ressource non électrique
Électricité pour produire 1 Mt d'hydrogène	—	~50–55 TWh, soit la production de 4 à 5 EPR2	Aucune (déchets, résidus)
Stockage de masse	Batteries : 4 à 8 heures	Quelques cavités salines ; ~3 fois moins d'énergie par m³ que le méthane	~130 TWh de stockages existants
Transport	Réseau existant, à renforcer	Camion à 700 bar : ~12 fois moins d'énergie qu'un camion de GNL	Réseau et stations GNV existants
Effet climatique des fuites	—	Effet de serre indirect ~12 fois le CO_2 sur 100 ans (Sand et al., 2023)	Fuites encadrées : plafond contractuel ≤ 1 %, cible 0,2–0,3 %
Retour d'expérience	—	Montpellier a renoncé en 2022 à 51 bus hydrogène : exploitation ~6 fois plus chère qu'en électrique	Bus et poids lourds GNV en service

Sources : corpus Résilience (comparaison des vecteurs, Aviation bio-GNL) ; Sand et al., Communications Earth & Environment 4, 203 (2023) ; ordre de grandeur d'électrolyse ~50–55 kWh/kg ; Recharge News (janvier 2022).

Le bon usage de l'hydrogène bas carbone : d'abord décarboner l'hydrogène industriel existant — ce qui demanderait à lui seul l'équivalent de 4 EPR2 — puis le combiner au CO_2 biogénique des sites de biomasse pour produire du méthane (réaction de Sabatier). Il devient alors stockable et transportable dans les infrastructures existantes, au lieu d'exiger un réseau nouveau.

Hydrogène naturel : les gisements identifiés en Lorraine méritent d'être explorés. Tant que leur exploitation n'est pas démontrée, ils ne peuvent pas fonder une planification ; s'ils se confirment, leur meilleur usage restera l'industrie et la méthanation.

5. Le biogaz français : ce qui permet de tenir avec 14 EPR2

La France importe la quasi-totalité de son gaz. Elle dispose pourtant d'une ressource propre : effluents d'élevage, biodéchets, résidus agricoles et forestiers, entretien des haies et des forêts. Transformée en biométhane par méthanisation et pyrogazéification, elle apporte :

- **De l'autonomie :** un gaz produit sur le territoire, au plus près des déchets, à la place du gaz importé.

- **Du stockage entre les saisons :** ~130 TWh de stockages souterrains existent déjà, sans investissement nouveau, pour passer l'hiver et les semaines sans vent.
- **La liberté de rouler sans saturer le réseau :** des voitures électriques à petite batterie et prolongateur au bio-GNV cessent automatiquement de prélever sur le réseau aux heures critiques — ~20 à 40 GW évités au grand froid comme les soirs de canicule, sans renforcement coûteux du réseau.
- **Moins d'électricité à produire :** en couvrant poids lourds, tracteurs, aviation et industrie à haute température, le biométhane réduit le besoin électrique de ~55 TWh par rapport au tout-électrique (~665 TWh contre ~720 TWh) : autant d'éolien et de solaire en moins, et ~140 millions de m³ d'eau en moins consommés par les centrales.
- **Un revenu pour les agriculteurs et les forestiers :** le biochar coproduit enrichit les sols, améliore leur réserve en eau et stocke du carbone pour des siècles ; le carbone retiré peut être rémunéré.
- **Du carbone retiré de deux façons :** en plus du biochar (~3 à 9 Mt/an, qui stockent ~9 à 23 Mt de CO_2 selon le réglage), les sites produisent un CO_2 biogénique déjà concentré (~25 à 40 Mt de CO_2/an), facile à capter. Stocké en géologie ou minéralisé, il retire durablement du carbone — et peut peser davantage que le biochar ; bilan net du programme ~−38 à −55 Mt de CO_2/an. Utilisé pour fabriquer du méthane avec les surplus d'électricité, il est recyclé, non stocké.

6. Le climat, en faits

Depuis 1850, environ 750 milliards de tonnes de carbone ont été déplacées du sous-sol et des forêts vers l'air et l'océan (Global Carbon Budget 2025). Les puits naturels en ont absorbé à peu près la moitié, de façon réversible, et le réchauffement réduit déjà leur efficacité. Même en arrêtant les fossiles, le CO_2 ne redescendrait pas seul : il faudra en retirer durablement. Le biochar et le stockage du CO_2 biogénique concentré sont parmi les rares moyens de le faire tout en produisant de l'énergie — un levier que la France peut piloter elle-même.

Conclusion

Quatre choix cohérents avec la physique

1. Dimensionner le système électrique sur la puissance garantie lors des épisodes critiques, et non sur la production annuelle moyenne ; implanter en priorité les nouveaux EPR2 en bord de mer.
2. Programmer l'éolien et le solaire selon les besoins du bilan et piloter leur réalisation, au lieu d'un moratoire de principe ou d'une course aux subventions.
3. Réserver l'hydrogène bas carbone à l'industrie et à la méthanation, là où il est irremplaçable, plutôt qu'à la mobilité et au stockage de masse.
4. Lancer la filière française biométhane, biochar et CO_2 biogénique — méthanisation et pyrogazéification — et adapter dès maintenant les règles qui la conditionnent : rémunération du carbone retiré, transport et stockage du CO_2 biogénique, accès aux certificats de production de biogaz, procédures d'autorisation.

Sources : resilience2045.fr (pages Contrainte hydrique, Tout-électrique, CO_2 et climat, Règles à changer) ; ASN (2022) ; RTE, Bilan électrique 2024 ; EDF, données de consommation d'eau en circuit fermé ; HydroPortail SCHAPI/OFB ; Météo-France ; IRSN ; Global Carbon Budget 2025 ; ASNR et SFEN, projets SMR/AMR ; Sand M. et al. (2023) ; notes Résilience citées en tête et « Méthane : émissions naturelles et maîtrise des fuites » V2.