

## Les failles de la stratégie américaine de « domination énergétique »

Patrice Geoffron\*

Après des décennies de crainte de la pénurie, l'Amérique vit désormais dans l'abondance énergétique. Avec une production de brut dépassant les 13,5 millions de barils par jour et une capacité d'exportation de GNL visant les 20 Bcf/j d'ici la fin de la décennie, le pays approche l'objectif d'autonomie qui hantait Washington depuis le premier choc pétrolier de 1973.

Cependant, cette volonté de « domination énergétique » — doctrine désormais officielle et ostentatoire de la Maison Blanche de Donald Trump — est traversée de contradictions profondes. Certes, cette stratégie projette une puissance extérieure redoutable, capable de supplanter la Russie en Europe et de faire pression sur la Chine en Asie, mais elle débouche également sur des vulnérabilités intérieures inédites — et que le pouvoir s'efforce de masquer ou de minimiser. Le pacte social américain, fondé implicitement sur une énergie bon marché, se fissure car l'ouverture des vannes à l'exportation a connecté le consommateur de l'Ohio aux prix de Tokyo et de Rotterdam. Tandis que l'explosion de la demande électrique alimentant l'intelligence artificielle (IA) met les réseaux sous une tension critique, tout en ajoutant une pression sur les dépenses contraintes des ménages, notamment les plus précaires, sans les aides qui ont subi la tronçonneuse de début de mandat.

À l'approche des élections de mi-mandat (*mid-terms*) où le pouvoir d'achat sera clé, l'énergie est plus qu'un sujet technico-économique, mais le baromètre des tensions de la société américaine, cristallisant les luttes entre États selon leur coloration rouge ou bleue, entre « classes » (ménages *vs*

Big Tech), entre visions du monde (repli national *vs* projection impériale). Et cette pression hégémonique s'impose naturellement à l'agenda européen, au sein d'une Union qui est le premier débouché des exportations fossiles américaines, et qui ne manquera pas de trouver dans cette dépendance nouvelle et anxiogène un motif de constance dans ses efforts de décarbonation.

### 1. 2005-2025 : retour aux racines d'une révolution industrielle

Pour saisir les caractéristiques du modèle américain en 2026, il importe de revenir à ses fondations. La révolution des hydrocarbures de schiste n'est pas un accident de l'histoire, mais le produit d'un écosystème unique. Géologiquement, les États-Unis disposent de bassins sédimentaires immenses (Permian, Eagle Ford, Bakken, Marcellus) riches en roches mères. Si d'autres pays (Chine, Argentine, France) en sont dotés, la différence essentielle procède de la propriété privée du sous-sol. Aux États-Unis, le fermier du Texas ou de Pennsylvanie qui signe un bail avec une compagnie pétrolière touche des *royalties* (souvent à hauteur de 12 % à 25 % de la production), favorisant une coalition d'intérêts locaux proforage. Ce « consensus propriétaire » a débouché sur l'implantation de dizaines de milliers de puits en vingt ans, créant une courbe d'apprentissage industrielle inégalée. Quand les ingénieurs américains ont combiné la fracturation hydraulique (*fracking*) et le forage horizontal, ils ont transformé une ressource diffuse en usine à hydrocarbures.

L'histoire du *shale* est aussi celle d'une sélection darwinienne. Le « krach » de 2014 — provoqué par

\* Université Paris-Dauphine-PSL.

l'OPEP pour affaiblir le *shale* avec une baisse drastique du prix du baril — a poussé des dizaines d'entreprises au bord de la faillite ; mais celles qui ont survécu ont considérablement réduit leur point mort : numérisation des opérations, standardisation des équipements, allongement des puits latéraux de 1 à 3 kilomètres, réallocation vers les zones les plus productives (les « *sweet spots* »), l'ensemble a permis d'affermir considérablement l'économie du secteur. Le deuxième test fut la pandémie de 2020 où, par épisode, le baril est même passé en territoire négatif. Là encore, l'industrie a absorbé le choc et procédé à une consolidation massive. Les grands acteurs — Exxon, Chevron, ConocoPhillips — ont racheté les producteurs d'envergure plus modeste, apportant leur bilan solide et leur discipline industrielle. En 2026, le secteur n'est plus une nébuleuse, mais une industrie mature et oligopolistique.

La situation actuelle résulte également du tournant politique de 2015 : dans un grand marchandage budgétaire, le Congrès républicain et l'administration Obama se sont mis d'accord pour lever l'interdiction d'exporter du pétrole brut, en vigueur depuis 1975. Sans cette loi, le pétrole de schiste (très léger) aurait saturé les raffineries

américaines (conçues pour des huiles lourdes) et les prix se seraient effondrés localement, éradiquant la production. L'export a permis d'évacuer le surplus vers l'Asie et l'Europe, incitant à produire plus sans être enserré dans les contraintes spécifiques au marché national.

Toutefois le potentiel des « *sweet spots* » du bassin permien, qui fournit l'essentiel de la croissance, n'est pas infini. Les opérateurs ont foré en priorité les zones les plus productives (*Tier 1*). Ils doivent désormais se déporter vers le *Tier 2* et le *Tier 3*, où la roche est moins saturée en pétrole et plus riche en gaz et en eau. Conséquence : les puits déclinent plus vite et le ratio gaz/pétrole augmente. Pour maintenir la production au niveau actuel, plus de puits doivent être mis en forage, ce qui augmente l'intensité capitalistique. Certains analystes estiment que le pic de production du Permian pourrait être atteint d'ici 2030 et que le point mort pourrait nettement dépasser ensuite les 80 \$/baril pour les nouveaux gisements. Aussi est-il tentant de voir, dans la volonté de mainmise sur le pétrole vénézuélien, une nécessité de prendre une option sur de nouvelles ressources, au-delà de ce pic...

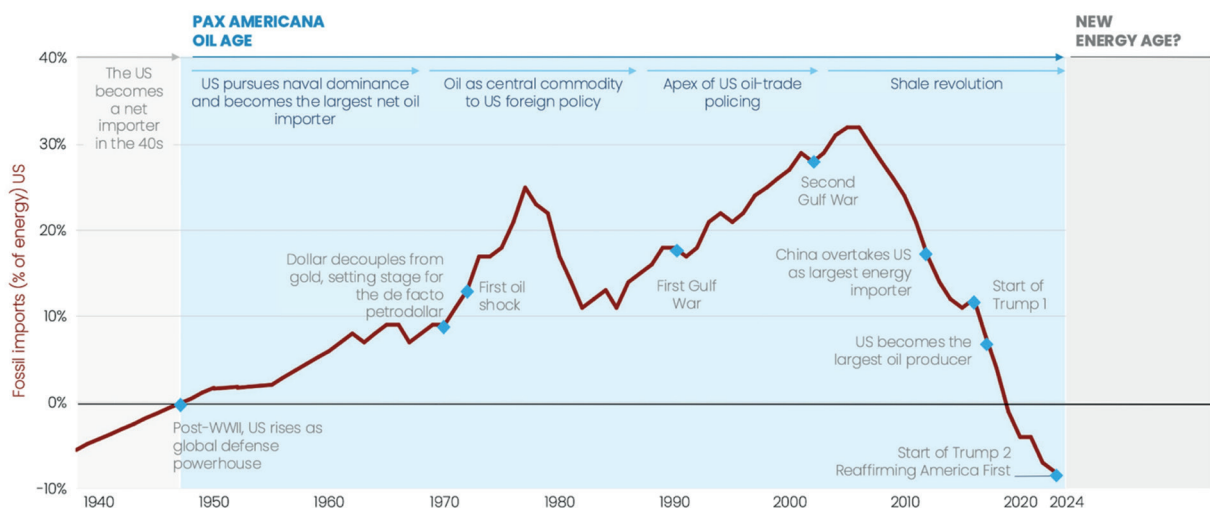


Figure 1. Les fluctuations du degré d'indépendance énergétique des États-Unis

Sources : IEA WEB, Darmstadter, Carlyle The New Joule Order, Ember

### 2. 2025 : l'avènement de la doctrine de « domination énergétique »... et ses écueils

L'année 2025 a marqué le passage d'une exploitation du sous-sol américain dans une optique « d'indépendance » à une stratégie claironnée de « domination ». Le National Energy Dominance Council (NEDC) constitue l'instrument central de la doctrine : il vise à coordonner l'action fédérale pour accélérer permis et infrastructures, et assumer explicitement l'énergie comme levier de sécurité nationale et, non moins, de politique étrangère. Créé le 14 février 2025 par *executive order*, il est présidé par Doug Burgum (secrétaire à l'Intérieur) et coprésidé par Chris Wright (secrétaire à l'Énergie), ce qui l'ancre à la fois dans l'accès aux ressources (terres et eaux fédérales) et dans l'agenda énergétique et industriel. Le NEDC regroupe 19 membres et intègre des portefeuilles régaliens (État, défense), économiques (commerce, transport) et de régulation ou coordination publique (EPA, NSC, OMB), signalant un spectre d'action très extensif plutôt qu'une politique strictement sectorielle. Dans cette architecture, le Conseil est associé à une séquence d'offensive réglementaire (déclaration « d'urgence énergétique », accélération des permis, etc.), et à une stratégie où l'objectif n'est pas seulement de produire davantage, mais de faire des exportations (notamment de GNL) un outil de rapport de force vis-à-vis de rivaux et alliés.

Au niveau fédéral, le Department of Interior a relancé les enchères dans le golfe du Mexique et débloqué des projets en Alaska. L'EPA (agence environnementale) a reçu pour consigne un pragmatisme sur les normes d'émissions de méthane, pour ne pas entraver les petits producteurs. Le message aux marchés était clair : « *Drill, Baby, Drill* » n'est plus un slogan de campagne, mais une politique d'État.

Sur le front du GNL, le moratoire sur les nouveaux terminaux a été levé et les permis d'exportation vers les pays non-FTA (*Free Trade Agreement*) ont été accélérés. Le résultat est une vague de construction sur la côte du Golfe (Louisiane, Texas). Plaquemines LNG a démarré, Golden Pass monte en puissance, et les décisions

finales d'investissement se multiplient pour la prochaine vague (Port Arthur, Rio Grande). L'ambition est de contrôler de 25 % à 30 % du marché mondial du GNL d'ici 2030, donnant à Washington un droit de regard sur la sécurité énergétique de l'Europe et de l'Asie.

Cependant, cette stratégie a un effet pervers immédiat. En connectant le marché américain au monde, le prix intérieur est également influencé par les prix mondiaux en retour. Historiquement, le gaz américain valait 2 à 3 dollars le million d'unités thermiques britanniques (MMBtu), contre 10 à 30 dollars en Europe ou en Asie. Cet écart (*spread*) était la base de la compétitivité industrielle américaine. Avec les capacités de liquéfaction qui augmentent, ce *spread* se réduit. Les producteurs américains ont désormais le choix : vendre aux entreprises et ménages locaux ou exporter à prix d'or vers l'Allemagne ou le Japon. Le prix domestique doit donc monter pour attirer une partie de la ressource.

Pour le consommateur, cela se traduit par une hausse des factures de chauffage et d'électricité (le gaz fixant souvent le prix marginal de l'électricité), comme contre-coût politique de la puissance : pour que l'Amérique ait un pouvoir directeur sur l'énergie du monde et valorise son sous-sol au meilleur prix, ménages et entreprises américaines doivent payer leur énergie plus cher. Ce transfert de richesse implicite du consommateur vers le producteur et l'exportateur est le talon d'Achille de la politique actuelle. D'autant que, malgré les efforts du nouveau président, le prix à la pompe n'a baissé que marginalement en un an, à peine sous les 3 \$ le gallon, alors que la promesse était de le ramener à 2 \$...

L'année 2025-2026 a aussi révélé une crise d'infrastructure majeure. L'essor fulgurant des *data centers* pour l'IA générative a pris les planificateurs de court. Un *data center* moderne consomme autant qu'une ville moyenne. En Virginie du Nord (« *Data Center Alley* »), la demande sature le réseau. Le NERC (North American Electric Reliability Corporation) prévoit une hausse de la demande de pointe de 25 % sur dix ans.

Ce choc de demande force à des choix difficiles et conduit à écarter tout objectif de décarbonation. Des centrales à charbon qui devaient fermer sont maintenues en activité ou en réserve stratégique. De nouvelles turbines à gaz sont commandées en urgence. Mais le goulot d'étranglement n'est pas tant la production que le transport, des années étant nécessaires pour construire des lignes à haute tension, bloquées par les réglementations locales et le syndrome NIMBY («*not in my backyard*»). L'incapacité à raccorder rapidement les nouveaux usagers contrarie le leadership technologique américain. Dans ce contexte de tensions sur la fourniture d'électricité, la pression mise sur les renouvelables via la suppression de nombreuses dispositions de l'*Inflation Reduction Act* est d'autant plus incongrue...

### 3. Midterms 2026 : la fracture énergétique

Les *midterms* de 2026 s'annoncent comme un référendum sur le pouvoir d'achat dans lequel les prix énergétiques devraient jouer un rôle central, eu égard aux promesses de la campagne présidentielle de 2024, non moins que de réduire les factures de 50 % en 12 à 18 mois pour les ménages, selon le futur président. Dans ce contexte, les attentes sont logiquement élevées — d'autant que l'inflation globale reste à un niveau comparable à la fin de l'ère Biden — et le coût de l'énergie se présente comme une variable de vote de première importance chez les indécis (deux tiers des «*swing voters*» citant ce paramètre comme facteur décisif).

Traditionnellement, l'énergie clivait sur l'axe environnement/économie. Aujourd'hui, la césure procède de l'axe rente/facture. D'un côté, les États

de l'*Energy Belt* (Texas, Louisiane, Dakota, Oklahoma, Alaska) entendent un âge d'or. Les budgets des États sont excédentaires, avec des marges pour le recul des impôts locaux. De l'autre, les États consommateurs (Nord-Est, Californie, mais aussi le Midwest industriel) souffrent. L'inflation énergétique agit comme une taxe régressive. En Pennsylvanie et dans l'Ohio, États pivots et donc cruciaux, la tension est aiguë. Ces États ont une base industrielle qui souffre des coûts de l'électricité, et une population ouvrière particulièrement sensible aux tensions sur le pouvoir d'achat. L'argumentaire démocrate se déplace : il ne s'agit plus de déterminer l'urgence d'une action climatique, mais de contenir les effets de redistribution de la politique d'exportation. Ce narratif de «*protectionnisme des ressources*» pourrait faire basculer des sièges clés au Congrès et au Sénat.

Le sujet des *data centers* s'invite également dans la campagne. Les citoyens découvrent que leurs tarifs d'électricité augmentent pour financer les renforcements de réseau nécessaires à Microsoft, Google ou Amazon. La question de la justice tarifaire devient centrale. Les régulateurs d'État sont sous pression politique pour limiter la «*socialisation*» de ces coûts. Percevoir le parti au pouvoir comme l'allié des Big Tech contre les ménages n'est certes pas un atout électoral.

Un troisième axe de fracture porte sur la remise en cause d'éléments de soutien fédéral à la transition, après que les investissements industriels «*clean*» se sont largement implantés dans des territoires conservateurs (foncier, coûts, acceptabilité industrielle), ce qui rend les annulations et retards immédiatement visibles dans des districts républicains : près des trois quarts des 21 000 emplois

#### LA RÉSURGENCE DU NUCLÉAIRE AMÉRICAIN

Face à l'impasse des *data centers*, le nucléaire fait un retour en grâce spectaculaire. Microsoft a signé un accord pour redémarrer la centrale de Three Mile Island. Google et Amazon investissent dans les petits réacteurs modulaires (SMR). L'administration soutient ce mouvement pour décarboner le réseau sans sacrifier la fiabilité. Dans un changement de paradigme, la Tech, autrefois obsédée par le solaire et l'éolien, veut désormais de la puissance pilotable (*baseload*). Mais le nucléaire est une solution lente à cycle lent face à une demande IA immédiate. Le pari des SMR est risqué dès lors que la technologie n'est pas encore déployée à l'échelle commerciale.

perdus sur l'année étaient ainsi localisés en territoire conservateur. L'*upstream* fossile crée peu d'emplois proportionnellement aux volumes, contrairement aux filières industrielles bas carbone intensives en emplois locaux au moment de l'investissement, facteur qui comptera à un moment où, dans l'économie américaine, le marché du travail est nettement moins dynamique (et où la diffusion de l'IA fait planer des craintes de destructions). Ce point compte pour 2026 parce qu'il ouvre une faille au sein du camp conservateur : élus locaux et acteurs industriels peuvent défendre des projets d'usines dans les technologies décarbonées (batteries, véhicules, stockage), quand la ligne nationale privilégie le signal pro-fossile et le démantèlement des dispositifs issus de l'administration Biden.

#### **4. Le défi européen : de la servitude volontaire vers l'autonomie stratégique?**

Depuis le choc de 2022, l'Europe a reconstitué sa sécurité d'approvisionnement en substituant une dépendance-pipeline (Russie) par une dépendance-GNL plus flexible, mais potentiellement plus volatile, dont le centre de gravité s'est déplacé vers les États-Unis : la part américaine dans le GNL importé par l'UE atteint environ 57 % en 2025 (47 % en 2023), et les États-Unis pèsent 27 % du gaz total consommé et importé par l'UE en 2025. Cette substitution réduit un risque de coupure politique frontale (comme en 2002), mais installe une exposition nouvelle aux arbitrages de marché, à la saisonnalité mondiale du GNL et au choix de la « domination énergétique » fait par les États-Unis.

Dans les termes de cette doctrine, le GNL n'est pas seulement une marchandise, mais une monnaie stratégique, susceptible d'être articulée à d'autres dossiers (tarifs, numérique, alignements géopolitiques, efforts de défense), ce qui nourrit l'idée d'une servitude volontaire européenne — payer la sécurité énergétique en concessions de souveraineté. Dès lors que l'Europe dépend de molécules fossiles américaines, tandis que les États-Unis ne dépendent pas, à la même hauteur, des choix industriels européens, un usage politique est plausible, même dans un marché privé.

Cette logique transparait dans le « *deal* » UE-États-Unis annoncé en 2025 et chiffré à 750 Md€ d'achats énergétiques d'ici 2028, présenté comme un symbole de subordination — et d'ailleurs jugé irréaliste à ce niveau — et alimentant contestations et débats intra-européens sur la compatibilité avec les engagements climatiques.

Le risque européen n'est donc pas uniquement celui d'une dépendance, mais celui d'un verrouillage : plus l'UE sécurise sa transition post-Russie par des contrats GNL longs et des infrastructures dédiées, plus elle rigidifie sa trajectoire énergétique au moment même où elle doit réduire structurellement la consommation de gaz fossile. Pour autant, la marge de manœuvre européenne existe, mais elle ne se situe pas d'abord dans la négociation de prix « au méthanier », mais dans la réduction de la demande importée (efficacité, électrification, substitution), et dans la capacité à transformer un achat contraint de GNL en simple assurance transitoire plutôt qu'en dépendance structurelle. Les options stratégiques articulent ainsi court terme (diversification des fournisseurs, stockage, interconnexions, transparence des contrats) et moyen-long terme (accélération des énergies renouvelables électriques et gazières, stockage, électrification, et selon les pays contribution du nucléaire), avec le réagencement du narratif autour d'un *Green Deal* déterminé comme celui d'une assurance collective.

#### **Conclusion : la puissance solitaire**

L'énergie américaine devient un levier de subordination commerciale et diplomatique, en particulier à l'encontre de l'Europe, alors même que le marché reste privé aux États-Unis, fragmenté et gouverné par les signaux de prix plus que par les injonctions politiques. Cette tension entre volontarisme stratégique et logique de marché explique pourquoi l'outil peut se retourner contre son maître : exporter davantage consolide la posture internationale, mais nourrit un récit intérieur de « taxe invisible » si la facture d'électricité et le prix du gaz domestique se tendent. Autrement dit, l'outil de « domination énergétique » s'annonce efficace au plan diplomatique, mais perturbateur du « contrat social ».

Les *midterms* 2026 deviennent, dans cette logique, le test de réalité : si la stratégie est perçue comme un transfert durable du consommateur vers la rente fossile et les exportateurs, elle peut catalyser un vote sanction même en contexte de volumes record. Pour les alliés, et singulièrement pour l'Europe, la conclusion est symétrique : l'abondance américaine protège à court terme mais crée une dépendance qui peut devenir structurante, voire instrumentalisable. La seule réponse cohérente n'est pas de « mieux acheter » du GNL, mais de réduire l'exposition.

L'histoire retiendra que l'Amérique a vaincu la pénurie, mais qu'elle aura chuté sur l'hubris de l'abondance. Et que, quoi qu'il en soit, elle n'échappera pas aux conséquences climatiques de ses choix énergétiques internes et qu'elle s'efforce d'imposer au monde.

## BIBLIOGRAPHIE

Bordoff Jason, 2025. "The U.S. Should Not Politicize LNG Exports", Foreign Policy.

Brussels Institute for Geopolitics, 2025. "Trump's energy trap for Europe", 30 septembre 2025.

ECFR (European Council on Foreign Relations), 2026. "Avoiding gas panic: why Europe should remain calm about US energy supply", 2 février 2026.

EIA, 2026. Short-Term Energy Outlook (STEO), 10 février 2026.

Energy Innovation, 2025. "Repealing federal energy tax credits would cost American jobs and increase household energy bills".

Goldwyn David, 2026. "The Geopolitics of LNG", Atlantic Council, 2026.

Yergin Daniel, 2020. *The New Map: Energy, Climate, and the Clash of Nations*, Penguin.

## BIOGRAPHIE

**PATRICE GEOFFRON** est professeur à l'Université Paris-Dauphine, dont il a été président intérimaire (2020) et vice-président international. Il a également dirigé, à sa création, le Laboratoire d'Économie de Dauphine (LEDa). Il pilote actuellement l'équipe énergie-climat de Dauphine qui anime plusieurs chaires de recherche (Économie du climat, Économie du gaz, Marchés européens de l'électricité). Entre autres responsabilités, il est membre du conseil scientifique du CEA, d'ENGIE et de la CRE, ainsi que du Cercle des économistes.