Nikolai Tupikin : combien de crises le système énergétique européen peut-il encaisser ?

« Mais je ne comprends absolument pas avec quoi vous comptez vous chauffer. Vous ne voulez pas de gaz, vous ne développez pas le nucléaire… Vous allez vous chauffer au bois ? Il faudrait aller le chercher en Sibérie… Mais vous n'avez même pas de bois. » – ***Vladimir Poutine****, lors d'un forum économique à Berlin, le 26 novembre 2010.*

Il y a seize ans, cette remarque avait des allures de boutade politique. Qu'est-il réellement advenu du système énergétique européen depuis lors ?

J'ai voulu évaluer le degré de préparation de l'Europe à l'hiver 2026-2027. J'ai commencé par examiner les taux de remplissage des stockages souterrains de gaz, et j'ai vite compris que ces chiffres, pris isolément, ne disaient pas grand-chose. L'essentiel n'est pas seulement de savoir combien de gaz est stocké, mais aussi à quelle vitesse il peut être soutiré, acheminé jusqu'aux consommateurs et remplacé en cas d'interruption des approvisionnements.

Une réponse en appelait aussitôt d'autres : comment fonctionnent les interconnexions gazières transfrontalières ? Que se passe-t-il lorsque le vent tombe durablement ? Qui paie les achats d'urgence, et les finances publiques peuvent-elles absorber le surcoût ?

J'ai choisi de m'en tenir à ce que l'on peut vérifier à partir des données publiées, des études et des prévisions : les limites physiques des infrastructures, la situation des marchés, les contraintes budgétaires et les perspectives climatiques officielles. Une nouvelle escalade au Moyen-Orient, une crise autour de Taïwan, un brusque changement de cap de la politique américaine ou une catastrophe naturelle majeure pourraient modifier la donne. Je ne prétends pas prévoir de tels événements.

Cette enquête m'a conduit à une conclusion plus générale : la question centrale n'est pas seulement de savoir si l'Europe disposera de suffisamment de gaz cet hiver. Il faut surtout se demander combien de chocs le système énergétique, l'industrie, le secteur financier et les finances publiques peuvent encaisser simultanément.

Ce texte n'est ni le verdict d'un spécialiste du secteur ni un rapport de think tank. C'est la tentative d'un observateur de comprendre un sujet qui, au départ, semblait assez simple. Je vous invite à suivre ce cheminement avec moi.

Je partirai de la question qui a déclenché cette enquête : **De quelle quantité de gaz l'Europe dispose-t-elle dans ses stockages souterrains à l'approche de l'hiver ?**

La situation de l'Europe à l'entrée de l'hiver

Par rapport à 2010, l'Europe dépend beaucoup moins du gaz russe acheminé par gazoduc et bien davantage du marché mondial du gaz naturel liquéfié (GNL). Les sources et les itinéraires d'approvisionnement sont plus diversifiés, mais les réserves sont nettement inférieures à celles d'il y a un an : au 1er octobre, les stockages de l'UE étaient remplis à 72 %, contre 83 % à la même date en 2025. Au 21 octobre, ce taux était remonté à 74,6 %, soit environ 845 TWh. Le retard est particulièrement marqué en Allemagne, où les stockages n'étaient remplis qu'à environ 61 %.

L'évaluation publiée en octobre par ENTSOG, l'association européenne des gestionnaires de réseaux de transport de gaz, estime que les infrastructures gazières européennes peuvent répondre à la demande dans un large éventail de conditions. En revanche, lors d'un hiver froid marqué par une disponibilité limitée du GNL, le volume cumulé des réductions de consommation nécessaires et de la demande potentiellement non satisfaite pourrait atteindre 437 TWh, soit environ 40 milliards de mètres cubes. Cela représente plus de la moitié du gaz présent dans les stockages de l'UE au 21 octobre. Il faudrait combler cet écart par des approvisionnements supplémentaires, une baisse de la consommation, ou une combinaison des deux.

Si un froid rigoureux, une faible production éolienne et des interruptions d'approvisionnement se conjuguent, l'Europe pourrait se retrouver face à un choix difficile : préserver le chauffage des logements en réduisant la consommation de gaz de l'industrie, accepter une hausse des factures des ménages ou transférer une part plus importante du coût vers les finances publiques.

La suite de cette analyse montre comment un choc peut en amplifier un autre. Que se passerait-il si la « tempête parfaite » se produisait ? L'Europe pourrait-elle acheter rapidement le gaz qui lui manque, ou faudrait-il réduire la consommation ? La réponse dépend non seulement du niveau des stocks, mais aussi de la météo sur plusieurs continents, de la situation du marché mondial du GNL et de la solidité de quatre systèmes étroitement liés : l'approvisionnement énergétique, l'industrie, les marchés financiers et les finances publiques.

1. Des réserves de gaz ne suffisent pas à garantir la sécurité d'approvisionnement

Les chiffres à l'échelle de l'UE masquent d'importantes différences entre les pays. Selon Gas Infrastructure Europe (GIE), au 21 octobre 2026, les stockages allemands n'étaient remplis qu'à 61,1 % et les néerlandais à 64,7 %. La France était dans une situation nettement plus favorable, à 87,4 %, tout comme l'Italie, à 90 %. L'Allemagne dispose de la plus grande capacité de stockage souterrain de l'UE, mais elle détenait moins de gaz que l'Italie : 151 TWh contre 183 TWh. Les stockages français contenaient 108 TWh et les néerlandais, 93 TWh.

Les règles européennes fixent un objectif de remplissage de 90 % à atteindre entre le 1er octobre et le 1er décembre, même si des dérogations et des règles de flexibilité supplémentaires s'appliquent pour la période 2025-2027. Le bât blesse toutefois sur le plan économique. Comme le relève l'Institut russe de l'énergie et des finances (IEF), le modèle qui consistait à acheter du gaz à bas prix en été pour le revendre plus cher en hiver n'est plus rentable de manière fiable. Les prix élevés de l'été ont accru le risque de pertes pour les négociants qui stockent du gaz, réduisant ainsi leur incitation à remplir les installations souterraines.

Même atteindre l'objectif réglementaire ne garantit pas qu'il y aura suffisamment de gaz au moment du pic de la demande hivernale.

Le volume de gaz stocké et le débit auquel il peut être soutiré sont deux choses différentes. À mesure qu'un site se vide, la pression baisse et le débit maximal de soutirage journalier diminue. Il peut donc rester du gaz dans le sous-sol sans qu'il soit possible de le soutirer au même rythme.

Dans l'un des scénarios de stress d'ENTSOG, les stockages européens pourraient terminer l'hiver avec un taux de remplissage d'à peine 11 %. À ce niveau, une vague de froid tardive ou une interruption imprévue des approvisionnements devient particulièrement préoccupante : la marge de manœuvre pour absorber une hausse soudaine de la demande est faible. La véritable réserve de sécurité ne se mesure donc pas seulement au pourcentage de remplissage, mais à la capacité de soutirer chaque jour suffisamment de gaz pendant toute la saison froide.

2. L'équation gazière allemande : des stockages remplis à 61 %, un TTF au-dessus de 90 €/MWh

L'Allemagne est particulièrement exposée aux chocs du marché du gaz. Le gaz est indispensable au chauffage et à l'industrie lourde, tandis que le réseau de transport allemand achemine aussi des volumes vers les pays voisins. Même sans pénurie physique, une forte hausse des prix peut coûter cher à l'économie allemande.

Selon l'Agence fédérale allemande des réseaux (Bundesnetzagentur), au cours de la semaine du 13 au 19 octobre, l'Allemagne a reçu 17,4 TWh de gaz par gazoduc et 1,6 TWh via ses terminaux de GNL. Leur taux moyen d'utilisation n'était toutefois que de 37,2 %. Le régulateur jugeait l'approvisionnement stable et le risque de tension faible. Il avertissait néanmoins que les niveaux de stockage étaient nettement inférieurs à ceux de l'année précédente et que les réserves pourraient être très basses à la fin de l'hiver.

À première vue, des terminaux de GNL utilisés à moins de la moitié de leur capacité semblent constituer une réserve appréciable. Mais une capacité disponible permet seulement de réceptionner davantage de gaz ; elle ne garantit pas que des cargaisons supplémentaires pourront être achetées sur le marché mondial et livrées à temps.

Une autre contrainte s'ajoute : les opérateurs allemands doivent maintenir leurs stockages à au moins 30 % de remplissage au 1er février 2027. Même si ce seuil est atteint, rien ne garantit que le gaz pourra être soutiré assez rapidement lors d'une vague de froid tardive.

Pour l'Allemagne, le problème immédiat tient moins à la quantité de gaz disponible qu'à son prix. Dans l'industrie chimique, le gaz est à la fois un combustible et une matière première. La production d'ammoniac et d'engrais, ainsi que les industries du verre et de la céramique, en sont particulièrement dépendantes. Dans la métallurgie et la construction mécanique, le coût élevé du gaz et de l'électricité renchérit toute la chaîne de production.

Le 20 octobre, le prix de référence TTF a dépassé 90 €/MWh pour la première fois depuis la fin de 2022. Les effets se font déjà sentir dans l'industrie. Le fabricant d'engrais Yara a indiqué que les prix élevés du gaz et le report des achats avaient pesé sur ses marges et ses livraisons au troisième trimestre. L'entreprise a ajusté le rythme de production de ses usines européennes en fonction des coûts de l'énergie et des conditions de marché. Son EBITDA ajusté, un indicateur clé de performance opérationnelle, est tombé à 675 millions de dollars, contre 804 millions un an plus tôt.

Du point de vue du bilan gazier, la baisse de la production industrielle peut sembler bienvenue : la consommation recule et libère du gaz pour d'autres utilisateurs. Pour l'économie dans son ensemble, l'effet est inverse : moins de production, moins d'heures travaillées, des revenus en baisse et des recettes fiscales moindres. Le système énergétique se donne ainsi un peu d'air, mais au prix d'un recul de la production, des revenus des salariés et des recettes publiques.

La vulnérabilité de l'Allemagne tient donc moins à l'absence de sources d'approvisionnement qu'au coût nécessaire pour alimenter une économie fortement consommatrice d'énergie.

3. Cinquante-sept réacteurs : la France peut-elle stabiliser le marché européen de l'énergie ?

Contrairement à l'Allemagne, la France produit l'essentiel de son électricité à partir du nucléaire, une filière moins directement exposée aux prix du gaz. Selon l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), le pays compte 57 réacteurs en service, pour une puissance totale d'environ 63 GW. En 2025, le nucléaire a fourni près de 68 % de l'électricité française. EDF prévoit une production annuelle de 350 à 370 TWh en 2026 comme en 2027. À titre de comparaison, les centrales exploitées par Rosenergoatom, filiale de Rosatom, ont produit 218,3 TWh en Russie en 2025. La production prévue du parc français devrait donc représenter environ 1,6 à 1,7 fois celle du parc russe exploité par Rosenergoatom.

Le taux de remplissage des stockages de gaz français était lui aussi relativement élevé, à environ 87 % au 21 octobre. La combinaison de ces réserves gazières et du parc nucléaire fait de la France un facteur de stabilité important pour le marché européen : elle peut

soutirer du gaz stocké et exporter de l'électricité vers ses voisins, réduisant ainsi leurs besoins en centrales à gaz. Mais cette capacité de soutien a ses limites.

Les réacteurs sont arrêtés pour les opérations de maintenance programmées, et des pannes imprévues surviennent également. Certaines installations sont sensibles au niveau des cours d'eau et à la température de l'eau. À l'été 2026, la faiblesse des débits et des températures de l'eau inhabituellement élevées ont contraint plusieurs centrales nucléaires à limiter temporairement leur production.

La France dépend aussi fortement du chauffage électrique. Lors d'une vague de froid intense, la demande intérieure d'électricité augmente fortement et le pays peut être contraint de réduire ses exportations pour satisfaire ses propres besoins. Si le froid coïncide avec l'arrêt de plusieurs réacteurs, la France pourrait passer du statut d'exportateur net à celui d'importateur net d'électricité.

La France peut donc amortir une crise énergétique chez ses voisins, à condition de disposer de capacités de production disponibles et de lignes transfrontalières capables d'acheminer l'électricité. Cette réserve est particulièrement importante pour l'Allemagne, mais elle risque précisément de faire défaut au moment où le système sera le plus sous tension.

4. Un marché, des vulnérabilités différentes

L'Italie aborde l'hiver avec environ 183 TWh de gaz en stock et des installations remplies à 90 %. C'est un bon point de départ. Mais le pays produit une part importante de son électricité dans des centrales à gaz : une baisse de la production hydroélectrique ou une hausse de la demande d'électricité entraînerait donc une consommation accrue de gaz.

L'Espagne dispose de grands terminaux de GNL et bénéficie d'un accès maritime favorable. Acheminer ce gaz vers l'Europe centrale est plus difficile : la capacité des gazoducs à travers les Pyrénées reste limitée. Même lorsque les terminaux espagnols disposent de capacités inutilisées, les volumes supplémentaires ne peuvent pas nécessairement parvenir jusqu'aux consommateurs allemands.

Les Pays-Bas restent l'un des principaux carrefours gaziers européens grâce à leurs terminaux, à leurs stockages et à leurs infrastructures commerciales. Pourtant, au 21 octobre, leurs stockages n'étaient remplis qu'à 64,7 %, un niveau nettement inférieur à la moyenne de l'UE.

Les pays enclavés d'Europe centrale, orientale et du Sud-Est dépendent des livraisons transitant par leurs voisins. Il ne suffit pas que le gaz soit disponible dans un terminal de l'UE : il doit ensuite traverser plusieurs réseaux nationaux de transport, chacun avec ses propres goulets d'étranglement. ENTSOG souligne explicitement ces contraintes régionales.

Le Royaume-Uni occupe une position particulière. Il ne fait pas partie de l'UE, mais demeure un acteur important du marché gazier européen. Il s'approvisionne dans ses propres gisements de la mer du Nord, par gazoduc depuis la Norvège et l'Europe continentale, ainsi que par ses terminaux de GNL. Sa capacité de stockage est toutefois faible. Selon les chiffres communiqués par le gouvernement britannique en réponse à une question parlementaire le 14 juillet 2026, elle s'élève à environ 1,7 milliard de mètres cubes, soit l'équivalent de seulement sept jours de demande hivernale moyenne. Le Royaume-Uni dépend donc de la continuité des livraisons de ses fournisseurs actuels et, lorsque la demande augmente, entre en concurrence avec l'Europe continentale pour les cargaisons supplémentaires de GNL.

Le volume total de gaz stocké en Europe ne garantit pas que chaque consommateur pourra être approvisionné. Un pays peut disposer de réserves abondantes mais avoir peu de moyens de les acheminer au-delà de ses frontières. Un autre peut posséder des terminaux de GNL mais manquer de gaz en stock. Dans un troisième, la demande peut être beaucoup plus sensible aux conditions météorologiques.

Les marchés nationaux sont reliés par le commerce et les contrats, mais chacun reste tributaire d'itinéraires d'approvisionnement précis. Une question s'impose donc : comment acheminer physiquement le gaz jusqu'aux endroits où il est le plus nécessaire ?

5. Gazoducs, pression et goulets d'étranglement : encore faut-il acheminer le gaz jusqu'à ceux qui en ont besoin

Imaginez une autoroute à six voies à l'heure de pointe. Un bouchon se forme devant une bretelle de sortie trop étroite et remonte jusque sur les voies principales, ralentissant même les automobilistes qui ne souhaitent pas sortir. La largeur de l'autoroute ne sert à rien si la sortie ne peut absorber le trafic.

Le réseau gazier européen fonctionne de manière comparable. Il comprend des gazoducs de transport, des stations de compression, des terminaux de GNL, des stockages et des interconnexions entre réseaux nationaux. Chaque maillon a sa propre limite de capacité.

Entre les pays. Le corridor pyrénéen en est l'exemple le plus parlant : les terminaux espagnols peuvent réceptionner bien plus de gaz que les gazoducs ne peuvent en acheminer vers la France. Sur d'autres itinéraires, notamment à travers les Alpes, la capacité dépend aussi du sens des flux et des marges disponibles dans le réseau du pays voisin.

À l'intérieur d'un pays. Les principaux stockages et les grands consommateurs industriels ne sont pas toujours proches les uns des autres. Une part importante des infrastructures gazières allemandes se trouve dans le nord, tandis que de nombreux gros consommateurs sont situés dans le sud. En temps normal, le réseau parvient à gérer ces écarts. En période de pointe, tout dépend de la capacité encore disponible sur le corridor concerné.

Pression et compression. Les stations de compression maintiennent le gaz à la pression nécessaire pour qu'il continue de circuler, mais leur capacité n'est pas illimitée. Le débit maximal de soutirage journalier de certains stockages diminue également à mesure qu'ils se vident. Lors d'une vague de froid, c'est le maillon le plus faible qui détermine les capacités du système, et non sa moyenne.

Inversion du sens des flux. Avant 2022, Gazprom livrait à l'Europe environ 150 milliards de mètres cubes de gaz par gazoduc chaque année. En 2025, les livraisons étaient tombées à 18 milliards de mètres cubes, et TurkStream était devenu le seul itinéraire encore opérationnel. Cette chute a accru l'importance des terminaux de GNL occidentaux et des routes du nord pour l'approvisionnement de l'Europe centrale et orientale.

Le réseau de transport a été réaménagé pour permettre au gaz de circuler d'ouest en est, mais tous les gazoducs ne peuvent pas transporter les mêmes volumes dans les deux sens.

L'Europe peut disposer de suffisamment de gaz dans son ensemble tout en connaissant des pénuries locales. Lorsque le manque ne touche plus une seule région mais l'ensemble du continent, le goulet d'étranglement se déplace des gazoducs vers le marché mondial du GNL.

6. Pourquoi les États-Unis ne peuvent pas augmenter rapidement leurs livraisons de GNL à l'Europe

Les États-Unis sont devenus le premier fournisseur extérieur de GNL de l'UE. Leurs capacités d'exportation augmentent et les cargaisons peuvent être redirigées d'un marché à l'autre. Selon l'Agence américaine d'information sur l'énergie (EIA), les exportations américaines de GNL ont atteint en moyenne 493 millions de mètres cubes par jour au premier semestre 2026. Dans ses prévisions d'octobre, l'agence table sur 530 millions de mètres cubes par jour au premier semestre 2027, avec la mise en service de nouvelles capacités.

Un autre facteur devrait accroître la demande européenne de GNL américain : à compter du 1er janvier 2027, l'UE cessera d'importer du GNL russe dans le cadre de contrats à long terme. Selon l'Institut de l'énergie et des finances, le GNL russe représentait 10,4 % des importations de GNL de l'UE au troisième trimestre 2026, une grande partie provenant du projet Yamal LNG de NOVATEK. Les acheteurs européens devront donc trouver d'autres sources d'approvisionnement alors même que la saison de chauffage bat son plein.

Mais la possibilité d'accroître rapidement les livraisons transatlantiques est limitée par les capacités de production, les infrastructures et la situation du marché intérieur américain.

Production. Avant d'arriver dans un terminal européen, le gaz doit être extrait, acheminé par gazoduc jusqu'à une usine de liquéfaction, transformé en GNL, chargé sur un méthanier puis transporté de l'autre côté de l'Atlantique. Si les usines d'exportation fonctionnent déjà presque à pleine capacité, la production ne peut pas augmenter

fortement à court terme. Les capacités disponibles dans les terminaux européens ne servent à rien s'il n'y a pas de GNL supplémentaire à charger.

Infrastructures. La plupart des grandes usines d'exportation américaines sont concentrées sur la côte du golfe du Mexique. Le froid, les coupures de courant, les pannes techniques et les problèmes de gazoducs peuvent perturber leur fonctionnement. La tempête hivernale Uri avait provoqué de graves perturbations du système gazier américain en 2021 ; un accident survenu à Freeport LNG en juin 2022 avait ensuite mis hors service une importante installation d'exportation pendant une longue période. De tels événements peuvent réduire sensiblement l'offre sur le marché mondial.

Marché intérieur et politique. Les exportateurs américains achètent leur gaz sur le même marché que celui qui chauffe les logements et alimente l'industrie des États-Unis. À Washington, la logique est simple, quel que soit le parti au pouvoir : aucun président ne veut voir les Américains grelotter en hiver, et chaque dollar supplémentaire sur la facture de chauffage peut se traduire par des voix en moins lors des prochaines élections. Si les exportations menacent l'approvisionnement intérieur ou font grimper les prix aux États-Unis, les appels à limiter les ventes à l'étranger ne tarderont pas.

Une telle décision ne peut toutefois pas être mise en œuvre du jour au lendemain. Les autorisations d'exportation existantes et les contrats sont encadrés par la loi et par des engagements contraignants. Le marché réagit plus vite que les responsables politiques : si les prix augmentent aux États-Unis, le gaz acheté comme matière première par les exportateurs renchérit lui aussi, ce qui peut faire monter le prix du GNL américain pour les acheteurs étrangers.

Il existe un précédent d'intervention publique sur le marché gazier américain. En janvier 2024, la Maison-Blanche a suspendu l'examen des nouvelles demandes d'autorisation d'exportation de GNL vers les pays n'ayant pas d'accord de libre-échange avec les États-Unis. Les exportations déjà autorisées n'étaient pas concernées. La suspension a été levée en 2025, mais cet épisode montre que la politique américaine d'exportation de GNL peut elle aussi être infléchie par des décisions politiques.

Pour l'Europe, la conclusion est claire : le GNL américain élargit les possibilités d'approvisionnement, mais ne garantit pas que des volumes supplémentaires seront disponibles au moment précis où ils seront nécessaires. Si la demande asiatique augmente en même temps que la demande européenne, les prix peuvent grimper bien plus vite que les États-Unis ne peuvent accroître leurs exportations.

7. Asie et Europe : qui obtiendra la prochaine cargaison de GNL ?

L'Europe se retrouve en concurrence avec l'Asie pour l'essentiel des cargaisons de GNL disponibles. En règle générale, la cargaison va à l'acheteur qui propose le meilleur prix une fois les frais de transport pris en compte. Les principales références de prix sont le TTF européen et le JKM asiatique. Même un prix très élevé ne garantit pas d'approvisionnement

supplémentaire : il peut tout simplement ne plus rester de gaz disponible à la vente sur le marché mondial.

La concurrence s'intensifiait déjà en octobre. Selon les estimations de Kpler citées par Reuters le 22 octobre, les importations asiatiques de GNL pourraient atteindre 23,31 millions de tonnes sur le mois, leur plus haut niveau en trois mois. Au cours de la semaine achevée le 16 octobre, le prix spot JKM pour l'Asie du Nord-Est est monté à 29,30 dollars par million de BTU, soit près de trois fois son niveau de fin février. Malgré ces prix, les acheteurs ont continué à se procurer du gaz.

La Chine dispose de sa propre production, de gaz acheminé par gazoduc depuis la Russie et l'Asie centrale, de stockages et de la possibilité de recourir davantage au charbon. En 2025, Gazprom lui a livré 38,8 milliards de mètres cubes par le gazoduc Force de Sibérie. Ces livraisons par canalisation réduisent l'exposition de Pékin au marché mondial du GNL. Lorsque le GNL est cher, la Chine peut réduire ses achats spot et même revendre certaines cargaisons achetées sous contrat. C'est ce qui s'est produit en 2022, lorsque des cargaisons initialement destinées à la Chine sont devenues disponibles pour l'Europe. Un hiver froid change toutefois la donne : la Chine a alors besoin de ces volumes pour elle-même. Selon Kpler, les importations chinoises devaient atteindre 5,47 millions de tonnes en octobre 2026, contre 5,20 millions en septembre.

Le Japon et la Corée du Sud dépendent davantage que la plupart des économies des importations de gaz par voie maritime. Une grande partie de leurs approvisionnements est sécurisée par des contrats à long terme. Le Japon, par exemple, continue de recevoir du GNL russe du projet Sakhaline-2. Les acheteurs japonais ont représenté 58 % des cargaisons du projet en 2025. Lorsque le temps est doux et les stocks abondants, les besoins d'achats supplémentaires restent limités : les importations japonaises de GNL devaient tomber à 4,47 millions de tonnes en octobre, tandis que les stocks des entreprises énergétiques dépassaient leur niveau de l'année précédente. En 2022, les deux pays avaient contribué à mettre des cargaisons supplémentaires à la disposition de l'Europe. En cas de vague de froid sévère, ils auront besoin de ces volumes chez eux.

L'Inde et l'Asie du Sud-Est sont plus sensibles aux prix élevés. Quand le GNL devient trop cher, certains acheteurs réduisent leurs importations, changent de combustible ou diminuent leur production industrielle. Des cargaisons peuvent ainsi se libérer pour l'Europe, mais à un coût élevé. Lorsque les prix baissent, les acheteurs indiens et sud-est asiatiques reviennent sur le marché et se remettent à concurrencer les Européens.

La demande asiatique dépend avant tout de la météo, du niveau des stocks de gaz et de la disponibilité d'autres combustibles. Lors d'un hiver doux, l'Asie peut libérer des cargaisons pour l'Europe. Lors d'un hiver froid, la concurrence s'intensifie et les prix montent.

Un prix élevé ne signifie pas à lui seul qu'il existe une pénurie physique. Le marché écarte d'abord les acheteurs qui peuvent changer de combustible ou réduire leur consommation. Mais si un froid intense coïncide avec des interruptions d'approvisionnement, même des

prix records ne suffiront pas nécessairement à attirer des cargaisons supplémentaires vers l'Europe, surtout si les routes maritimes sont elles aussi perturbées.

8. Le détroit d'Ormuz : comment une pénurie ailleurs devient un problème européen

Une étude de l'Université HSE publiée en 2025 prévoyait que les nouvelles capacités de GNL en Amérique du Nord et au Moyen-Orient contribueraient à couvrir les pointes de demande en Europe. La crise dans le golfe Persique en 2026 a toutefois changé la donne.

Avant le conflit au Moyen-Orient, près d'un cinquième du commerce mondial de GNL transporté par voie maritime transitait par le détroit d'Ormuz, principalement depuis le Qatar. La majeure partie de ce gaz était destinée à l'Asie, mais l'Europe en a elle aussi subi les conséquences. Privés de leurs approvisionnements habituels, les acheteurs asiatiques se sont mis à se disputer plus âprement le GNL américain, dont l'UE dépend également.

En octobre 2026, le trafic dans le détroit avait partiellement repris, mais restait très inférieur à son niveau d'avant la crise. Le Qatar a prolongé les restrictions d'approvisionnement touchant certains clients européens et asiatiques. Les prix mondiaux du gaz ont augmenté, tandis que les autres producteurs disposaient de capacités limitées pour remplacer les volumes manquants.

En mai, l'ACER a évalué l'ampleur du risque. Selon son analyse, un arrêt complet du transit de GNL par Ormuz pendant toute l'année 2026 ramènerait l'offre mondiale de GNL à un niveau inférieur de 27 milliards de mètres cubes à celui de 2025. Il ne s'agit pas d'une prévision des pertes effectivement enregistrées, mais d'une estimation de l'effet qu'une crise prolongée pourrait avoir sur l'offre.

Les perturbations dans le détroit d'Ormuz ont déjà accentué la concurrence entre l'Europe et l'Asie pour le GNL. Mais la géopolitique n'est pas la seule force qui façonne le marché mondial du gaz. Cet hiver, les conditions météorologiques pourraient affecter simultanément la demande de gaz, la production d'électricité et le transport maritime sur plusieurs continents.

9. El Niño : comment la météo de trois continents peut bouleverser le marché du gaz

L'hiver 2026-2027 pourrait être marqué par l'un des épisodes El Niño les plus puissants jamais observés. Dans son évaluation du 8 octobre, l'Agence américaine d'observation océanique et atmosphérique (NOAA) estimait à plus de 83 % la probabilité que le phénomène reste fort ou très fort entre janvier et mars 2027. Le réchauffement des eaux du Pacifique équatorial central et oriental modifie la pression atmosphérique, les schémas de circulation et les courants-jets. Par le biais des ondes planétaires de Rossby, ces changements peuvent se propager sur des milliers de kilomètres et affecter l'Amérique du Nord, l'Atlantique, l'Arctique et l'Eurasie.

Pour le système énergétique, l'enchaînement des anomalies météorologiques compte davantage que la moyenne saisonnière. Une période de douceur prolongée peut être suivie

d'une vague de froid brutale ; le flux d'ouest habituel peut céder la place à un anticyclone de blocage. Ces changements affectent la demande de gaz, la production éolienne et hydroélectrique, l'extraction des combustibles et le transport maritime.

Le vortex polaire : un lien entre l'Arctique et la Chine. Le vortex polaire stratosphérique joue un rôle important dans ces mécanismes. Les ondes atmosphériques peuvent l'affaiblir ou le déplacer, modifiant la circulation au-dessus de l'Eurasie. En septembre 2026, des chercheurs chinois ont publié dans la revue Atmospheric Research une étude fondée sur des données couvrant la période 1961-2021. Ils ont mis en évidence un lien entre le déplacement du vortex vers le secteur asiatique et des températures inférieures à la moyenne dans une grande partie de la Chine, en particulier dans les régions centrales et orientales. L'étude relève également le rôle de l'oscillation nord-atlantique et de l'activité ondulatoire au-dessus de l'Eurasie. Cela ne signifie pas que le vortex se déplacera nécessairement vers la Chine cet hiver. Un puissant El Niño peut accentuer les perturbations atmosphériques, tandis que la phase d'ouest de l'oscillation quasi biennale (QBO), selon l'évaluation d'octobre de la NOAA, favorise généralement un vortex plus stable. Les indicateurs à surveiller sont la position et l'intensité du vortex, l'anticyclone de Sibérie et la formation de situations de blocage. Ces configurations pourraient favoriser des incursions massives d'air arctique en Asie.

Asie du Nord-Est : une courte vague de froid, une forte hausse de la demande. L'hiver 2023-2024 fournit un exemple utile. Pendant un épisode marqué d'El Niño, l'est de la Chine a connu plusieurs arrivées d'air froid, qui ont culminé avec des chutes de neige et des pluies verglaçantes en février 2024. Les chercheurs ont relié ces épisodes à des changements du courant-jet au-dessus de l'Atlantique Nord, aux ondes de Rossby et au renforcement de l'anticyclone de Sibérie. Quelques semaines de froid intense suffisent à faire bouger les prix sur le marché mondial du GNL. Si une vague de froid touche simultanément la Chine, le Japon et la Corée du Sud, la demande de gaz bondira et moins de cargaisons seront disponibles pour l'Europe.

L'Europe, prise entre le vent et les anticyclones. Les prévisions saisonnières laissent penser que le nord-ouest de l'Europe pourrait connaître, en début d'hiver, un temps plus doux et plus venteux. La demande de chauffage serait alors plus faible et la production éolienne pourrait augmenter. Mais sous l'influence d'El Niño, la circulation atmosphérique pourrait changer en janvier ou février. Les anticyclones de blocage peuvent apporter du froid et provoquer de longues périodes de faible vent, appelées Dunkelflaute, pendant lesquelles la production éolienne et solaire chute simultanément. Il faudrait alors compenser le déficit d'électricité, potentiellement en brûlant davantage de gaz. Le calendrier est déterminant : ces conditions pourraient apparaître en fin d'hiver, lorsque les stockages sont déjà partiellement vidés et que leur débit maximal de soutirage a diminué. Chaque semaine supplémentaire de froid accélérerait l'épuisement des réserves restantes.

États-Unis : tempêtes hivernales et exportations de GNL. Les perspectives d'octobre de la NOAA annoncent un hiver plus humide et plus perturbé dans le sud des États-Unis, où se concentrent la production de gaz, les gazoducs et les terminaux d'exportation de GNL du golfe du Mexique. Pluies verglaçantes, glace et coupures d'électricité pourraient perturber temporairement le système. Certains modèles climatiques indiquent également un risque accru de conditions plus froides dans le sud-est des États-Unis entre janvier et avril, même si les prévisions officielles de la NOAA restent plus prudentes et ne prédisent pas de vagues de froid précises. Sur un marché mondial tendu, même une brève interruption des exportations américaines au cours de la seconde moitié de l'hiver pourrait compter.

Eau et logistique : du canal de Panama à l'Asie du Sud-Est. El Niño affecte déjà le transport maritime. En raison du manque de précipitations, l'Autorité du canal de Panama a réduit le nombre de créneaux de transit quotidiens en septembre 2026, de 38 à 34, puis à 32. Pour les méthaniers reliant les États-Unis à l'Asie, cela se traduit par des files d'attente, des retards et, parfois, des itinéraires plus longs. Les navires passent davantage de temps en mer, les coûts de fret augmentent et moins de méthaniers sont disponibles. Une pluviométrie plus faible en Asie du Sud-Est pourrait également réduire la production hydroélectrique et accroître la demande de gaz et de charbon, alimentant encore la demande de GNL. Le sud de l'Europe est lui aussi sensible aux précipitations et aux réserves d'eau, même si l'influence d'El Niño sur son climat est moins directe.

Même un épisode El Niño très puissant en 2026 ne signifie pas nécessairement qu'une crise énergétique se produira. Un temps plus doux dans le nord des États-Unis et en Asie de l'Est pourrait réduire la consommation de gaz, tandis qu'un hiver européen doux et venteux allégerait la pression sur le système énergétique.

Le risque ne réside pas dans les moyennes saisonnières, mais dans les phénomènes extrêmes. Même si l'hiver est globalement doux, plusieurs anomalies météorologiques peuvent se produire au même moment. Deux semaines de froid intense en Asie, une longue période sans vent en Europe et une interruption des exportations américaines pourraient faire bondir la demande de GNL au moment même où l'offre se resserre. La combinaison devient particulièrement dangereuse lorsque les approvisionnements disponibles, les capacités de soutirage des stockages et les possibilités de transport sont déjà sous tension.

10. Une marge de sécurité, plusieurs menaces

El Niño peut affecter plusieurs composantes du système énergétique mondial à la fois, mais la météo n'est qu'un risque parmi d'autres. La plupart de ces menaces sont bien connues des analystes, des entreprises énergétiques et des régulateurs ; des protocoles, des réserves et des plans d'urgence existent pour y faire face. Le véritable problème commence lorsque plusieurs événements se produisent simultanément.

Dunkelflaute. Une longue période de faible production éolienne et solaire oblige les systèmes électriques à mobiliser leurs moyens de secours, à importer de l'électricité ou à réduire la consommation. Si les centrales à gaz doivent combler le déficit, la demande de gaz augmente.

Baisse de la production hydroélectrique. La sécheresse et le niveau bas des retenues limitent la production hydroélectrique en Italie, en Espagne et ailleurs. D'autres sources doivent prendre le relais, notamment les centrales à gaz.

Interruption des livraisons norvégiennes. La Norvège reste le premier fournisseur de gaz de l'UE. Un arrêt prolongé sur un grand site de production ou un nœud de transport réduirait les livraisons par gazoduc et accroîtrait les besoins en GNL et en soutirage des stockages.

Arrêts de centrales nucléaires françaises. Des réparations imprévues ou des opérations de maintenance programmées qui coïncident avec une vague de froid pourraient contraindre la France à réduire ses exportations d'électricité. Les pays voisins devraient trouver des solutions de remplacement, notamment en faisant davantage appel aux centrales à gaz.

Dommages aux infrastructures. Des accidents, des cyberattaques ou des actes de sabotage pourraient mettre hors service des gazoducs, des stations de compression, des terminaux de GNL ou des interconnexions électriques. Les conséquences dépendraient de l'installation touchée et du délai nécessaire à sa remise en service.

Baisse de l'offre mondiale de GNL. Des perturbations dans le détroit d'Ormuz, des arrêts d'installations d'exportation et une hausse de la demande en Asie réduiraient le nombre de cargaisons disponibles. L'Europe devrait payer plus cher et puiser plus rapidement dans ses propres stockages.

Mesures publiques de crise. Le gel des tarifs de détail, les plafonds de prix, les subventions et le rationnement administratif peuvent protéger les consommateurs. Ils peuvent aussi alourdir les dépenses publiques et réduire l'incitation des fournisseurs à acheminer des volumes supplémentaires lorsque les prix de gros sont strictement plafonnés. Les effets d'une compensation publique des prix élevés et ceux d'un plafond tarifaire rigide ne sont pas les mêmes.

Le système énergétique européen peut absorber, au moins en partie, chacun de ces risques lorsqu'ils se produisent isolément. Mais que se passe-t-il lorsque plusieurs frappent en même temps ?

Imaginez une usine où un salarié polyvalent est formé pour remplacer ses collègues. Si un employé se déclare malade, le remplaçant prend le relais et la production continue. Mais si trois salariés sont absents en même temps, une seule personne ne peut occuper trois postes. Il existe une réserve, mais elle ne peut pas absorber tous les chocs à la fois.

Le même principe s'applique à l'énergie. Des livraisons supplémentaires de gaz, des centrales de secours et les réserves en stock peuvent compenser des incidents isolés. Mais si les températures baissent, que la production éolienne recule et que les importations de gaz diminuent en même temps, ces trois problèmes sollicitent la même réserve de combustible, qui est limitée.

Le plus inquiétant, c'est qu'une perturbation peut en amplifier une autre. Quand le vent faiblit, les centrales à gaz brûlent davantage de combustible, ce qui accélère le soutirage des stockages et fait monter la demande. Si les cargaisons de GNL disponibles se raréfient, les prix grimpent. L'énergie devient alors si chère que l'industrie doit réduire sa production ; la crise s'étend aux emplois, aux banques et aux finances publiques.

Même si l'on parvient à trouver du gaz supplémentaire et à le livrer à temps, une question demeure : qui paiera ? Les achats d'urgence, le soutien aux entreprises énergétiques et les aides à l'industrie coûtent cher. Les gouvernements européens disposent eux aussi d'une marge de manœuvre budgétaire limitée.

11. Finances publiques : combien coûte la gestion d'une crise ?

En 2022 et 2023, les gouvernements européens ont dépensé des sommes considérables pour protéger les ménages et les entreprises contre l'explosion des prix de l'énergie. Mais décider d'accorder des aides et trouver les moyens de les financer sont deux choses différentes, surtout lorsque la facture se chiffre en centaines de milliards d'euros.

Allemagne : les moyens existent, mais leur mobilisation n'est pas simple

Selon les données d'Eurostat pour le deuxième trimestre 2026, la dette publique allemande reste relativement faible, à environ 63 % du PIB. Mais la Loi fondamentale allemande (Grundgesetz) limite la capacité d'emprunt du gouvernement fédéral. Le « frein à l'endettement » (Schuldenbremse) plafonne l'emprunt structurel du budget fédéral ordinaire à 0,35 % du PIB, sous réserve des exceptions prévues par la loi.

En mars 2025, l'Allemagne a assoupli ces règles : les dépenses de défense et de sécurité dépassant 1 % du PIB ont été exemptées des limites habituelles, et un fonds spécial pouvant atteindre 500 milliards d'euros a été créé pour les investissements dans les infrastructures. La Loi fondamentale autorise également des emprunts supplémentaires en cas d'urgence, mais ceux-ci nécessitent une décision distincte du Bundestag et un plan de remboursement. L'Allemagne dispose donc d'instruments pour soutenir l'économie en cas de crise, mais leur activation exige un accord politique et, surtout, du temps.

La crise de 2022 donne une idée de l'ampleur de la facture. L'Allemagne avait annoncé un bouclier de stabilisation énergétique plafonné à 200 milliards d'euros et dû sauver Uniper, l'un de ses principaux importateurs de gaz. Les 200 milliards correspondaient au plafond du programme, et non aux dépenses effectivement engagées.

France : l'emprunt est plus facile, mais plus coûteux

La France ne connaît pas de frein à l'endettement comparable à celui de l'Allemagne, mais sa dette publique est nettement plus élevée : 119,1 % du PIB à la fin du deuxième trimestre 2026. Le déficit public s'élevait à 5,1 % du PIB en 2025 et le pays reste soumis à la procédure européenne concernant les déficits excessifs, qui l'oblige à réduire son déficit.

Pour Paris, la principale contrainte est le coût des nouveaux emprunts. Le 21 octobre, le rendement des obligations d'État françaises à dix ans a atteint 5 %, son plus haut niveau depuis plus de vingt ans. Les investisseurs exigeaient une rémunération plus élevée dans un contexte d'incertitude budgétaire et politique.

La France a déjà eu recours à des mesures similaires. Lors de la crise précédente, le gouvernement a instauré un dispositif appelé «*bouclier tarifaire*» pour limiter la hausse des factures d'énergie. Cela n'a pas rendu le gaz moins cher : l'État a simplement pris à sa charge une partie du coût que les ménages auraient autrement dû payer.

Le gouvernement pourrait réintroduire des mesures de ce type, mais chaque milliard supplémentaire devrait être évalué au regard de la dette élevée, du coût du crédit et des engagements budgétaires déjà pris.

Des contraintes différentes, un même problème

L'Allemagne dispose de davantage de marge budgétaire, mais les règles encadrant son utilisation sont plus strictes. La France a plus de liberté dans ses choix budgétaires, mais sa dette est plus élevée et ses coûts d'emprunt plus lourds.

Les deux pays peuvent aider rapidement certaines entreprises et certains fournisseurs d'énergie. Financer pendant plusieurs mois un soutien massif aux ménages et à l'industrie est beaucoup plus difficile, surtout si les prix restent élevés au-delà de l'hiver.

Les entreprises ressentent immédiatement les effets de l'énergie chère, sans pouvoir attendre les décisions du gouvernement. La production peut redémarrer ; en revanche, récupérer les commandes perdues, remettre en service les installations arrêtées et relancer les investissements annulés est bien plus difficile.

La question n'est donc plus seulement de savoir s'il y aura assez de gaz. Il faut aussi se demander qui paiera pour maintenir l'approvisionnement, et comment : les consommateurs par leurs factures, les entreprises par des pertes de bénéfices, l'État par des subventions ou les contribuables de demain par une hausse de la dette publique.

La pression financière peut monter avant même que les gouvernements se soient accordés sur un vaste plan de soutien à l'économie. Une forte hausse des prix de l'énergie, conjuguée à la menace de pénuries, met immédiatement les entreprises, les banques et les marchés financiers sous tension.

12. La pression financière monte avant que le froid ne s'installe : comment les marchés amplifient un choc énergétique

Une flambée des prix du gaz peut déclencher une crise financière avant même qu'une pénurie physique ne se manifeste. Les entreprises ont besoin de liquidités supplémentaires pour régler leurs factures d'énergie. Les banques deviennent plus prudentes dans l'octroi de crédits, tandis que les entreprises énergétiques doivent verser des garanties plus importantes sur leurs contrats négociés en bourse. La tension financière peut ainsi se propager à toute l'économie alors même que le gaz continue de circuler.

Le crédit aux entreprises

Prenons l'exemple d'une verrerie dont la facture de gaz ne cesse d'augmenter. Un four verrier ne peut pas être simplement éteint pendant quelques semaines puis rallumé : son arrêt et son refroidissement doivent être soigneusement maîtrisés, sous peine d'endommager l'installation. L'usine continue donc de produire malgré la baisse de ses marges et puise dans sa trésorerie pour payer l'énergie.

Au bout de plusieurs mois, la trésorerie ne suffit presque plus à couvrir les dépenses courantes et l'usine demande un crédit supplémentaire à sa banque. Celle-ci constate une dégradation de la situation financière : les bénéfices diminuent, la dette augmente et les perspectives de redressement restent incertaines. Le crédit devient plus cher et la banque exige des garanties supplémentaires. L'usine doit alors choisir entre acheter ses matières premières, entretenir ses équipements et rembourser ses dettes.

La baisse de la production affecte les fournisseurs, les transporteurs et les clients. Certains perdent des commandes, d'autres ne reçoivent plus les volumes dont ils ont besoin, tandis que d'autres encore doivent faire face à des retards de paiement. La banque doit augmenter ses provisions pour pertes de crédit potentielles. Ses résultats en pâtissent, ce qui peut réduire sa capacité à prêter à d'autres entreprises.

L'État est pris en étau : ses recettes diminuent au moment même où ses dépenses augmentent. Lorsque l'usine réduit sa production, les recettes fiscales reculent. Dans le même temps, soutenir les entreprises et les salariés peut exiger de nouvelles dépenses. Si des dizaines d'usines se retrouvent dans la même situation, la crise énergétique commence à peser sur les banques et les finances publiques.

Et pourtant, aucun ménage n'a été privé de chauffage. Le gaz circule toujours, les centrales électriques fonctionnent et les usines n'ont pas nécessairement fermé. Mais la crise économique est déjà engagée. Tout simplement parce que l'énergie est devenue trop chère.

Appels de marge : des gains demain, des liquidités aujourd'hui

Les entreprises énergétiques européennes utilisent des contrats à terme et d'autres produits dérivés pour fixer à l'avance les prix auxquels elles achèteront ou vendront du gaz et de l'électricité. Cette stratégie les protège des brusques variations du marché, mais elle a aussi un revers.

Lorsque les prix varient brutalement, une chambre de compensation peut exiger des opérateurs qu'ils déposent immédiatement des garanties en espèces supplémentaires pour couvrir leurs positions ouvertes. C'est ce que l'on appelle un *appel de marge*. La somme peut être exigée même si l'opération ne se solde finalement par aucune perte. Le gain éventuel sera constaté au dénouement du contrat, mais les garanties doivent être versées aujourd'hui.

En septembre 2022, le groupe norvégien Equinor estimait que les entreprises énergétiques européennes pourraient avoir besoin au total d'environ 1 500 milliards d'euros pour répondre aux appels de garanties sur leurs positions de marché. Il s'agissait d'une estimation des besoins potentiels de liquidités, et non de pertes effectivement subies. La Banque des règlements internationaux a ensuite souligné que la forte hausse des exigences de marge avait exercé une pression considérable sur les finances des entreprises énergétiques.

Les grands groupes énergétiques peuvent parfois obtenir des prêts bancaires ou des garanties publiques. Mais lors d'une flambée des prix, de nombreux acteurs du marché ont besoin de liquidités supplémentaires au même moment. Les banques ne peuvent pas accroître indéfiniment leurs prêts, et les États doivent assumer de nouveaux engagements avant même que les livraisons de gaz aient été interrompues.

L'assurance-crédit interentreprises

Il existe un autre canal, moins visible, par lequel la crise peut se propager. Allianz Trade, Atradius et Coface assurent les entreprises contre le risque de non-paiement de leurs clients. Lorsque la situation financière d'un secteur se dégrade, les assureurs peuvent réduire les montants de risque qu'ils acceptent de couvrir.

Les fabricants se retrouvent alors face à une difficulté supplémentaire. Le gaz coûte déjà plus cher, les banques se montrent plus prudentes et l'assureur peut désormais refuser de couvrir le même volume de ventes avec paiement différé. Les fournisseurs exigent d'être payés à l'avance, les acheteurs doivent trouver des liquidités supplémentaires et les transactions prennent du retard.

Taux de change et obligations d'État

De nombreux contrats énergétiques internationaux sont libellés en dollars. Si l'euro se déprécie, le gaz importé coûte encore plus cher aux acheteurs européens. L'ampleur de cet effet dépend du taux de change, lui-même influencé par les taux d'intérêt, le comportement des investisseurs et la conjoncture mondiale.

Le coût des emprunts publics peut également augmenter. Si les investisseurs exigent des rendements plus élevés sur les obligations souveraines, les États doivent emprunter à des conditions moins favorables, ce qui complique le financement des aides à l'énergie et aux entreprises. La hausse des rendements obligataires peut aussi se répercuter sur les taux

des crédits bancaires, car le coût de financement des banques et des entreprises dépend souvent des conditions du marché de la dette publique.

Les approvisionnements physiques peuvent se poursuivre sans interruption alors même qu'une crise financière se dessine. Et les conséquences ne s'arrêtent ni à l'industrie ni à la finance. Même si les gouvernements parviennent à maintenir les livraisons de gaz et à chauffer les logements, une autre question demeure : les consommateurs auront-ils les moyens de payer l'énergie qu'ils utilisent ?

13. Du gaz dans les conduites, mais des logements froids : le coût social de l'énergie chère

Le gaz est disponible, mais les ménages peuvent-ils se le permettre ?

En vertu des règles d'urgence sur l'approvisionnement en gaz, les ménages font partie des consommateurs prioritaires. Mais la protection contre une coupure ne les protège pas contre des factures élevées. La rapidité avec laquelle la hausse des prix de gros se répercute sur les budgets des ménages dépend des tarifs, des contrats et des aides publiques.

Le système énergétique peut rester techniquement stable alors que certaines personnes sont contraintes de baisser le chauffage à des niveaux dangereux pour leur santé. Le gaz peut toujours être présent dans les stockages et les gazoducs, les centrales peuvent continuer à fonctionner ; cela ne signifie pas que tous les ménages européens ont les moyens de se chauffer correctement.

Eurostat suit la part de la population qui n'a pas les moyens de chauffer suffisamment son logement. Elle s'élevait à 10,6 % de la population de l'UE en 2023, à 9,2 % en 2024 et à 8,8 % en 2025.

La situation s'est progressivement améliorée depuis la crise énergétique de 2022. Mais 8,8 %, c'est encore, dans l'UE, environ une personne sur onze qui ne pouvait pas chauffer convenablement son logement.

Pour une personne âgée vivant d'une petite retraite, une crise énergétique n'a rien à voir avec ce qu'elle représente pour un gouvernement ou une entreprise gazière. Le gaz circule, les radiateurs fonctionnent, mais la dernière facture de chauffage est trop élevée. Il faut alors baisser le thermostat, fermer les pièces peu utilisées et passer la plus grande partie de la journée dans la pièce la plus chaude.

L'argent économisé sert à acheter de la nourriture et des médicaments. À mesure que l'appartement se refroidit, de la condensation peut se former sur les murs froids, favorisant l'humidité et les moisissures. Pour une personne atteinte d'une maladie chronique, ces économies peuvent avoir de lourdes conséquences.

Dans les statistiques officielles, tout peut sembler aller bien : les livraisons de gaz n'ont pas été interrompues, aucun accident ne s'est produit et la consommation a diminué. Mais

cette baisse ne traduit pas nécessairement une meilleure efficacité énergétique. Elle peut simplement signifier que quelqu'un n'a plus les moyens de maintenir chez lui la température qu'il considérait autrefois comme normale.

Pourquoi le froid dans les logements menace la santé

L'Organisation mondiale de la santé établit un lien entre les basses températures intérieures et l'hypertension, les maladies respiratoires et cardiovasculaires, ainsi qu'une dégradation de la santé mentale. Ses recommandations préconisent une température intérieure minimale de **18 °C** pour la population générale pendant la saison froide, tout en soulignant que les personnes âgées, les jeunes enfants et les personnes atteintes de maladies chroniques peuvent avoir besoin d'un logement plus chaud.

Le problème ne se limite pas au froid. Des factures d'énergie élevées obligent les ménages à réduire leurs dépenses de nourriture, de médicaments et d'autres biens essentiels. Les personnes qui vivent dans des logements mal isolés sont particulièrement vulnérables : elles paient davantage pour se chauffer, mais leur logement conserve moins bien la chaleur.

Les conséquences sont difficiles à mesurer. L'état de santé dépend de l'âge, des maladies chroniques, des infections saisonnières et de nombreux autres facteurs. Le coût social d'une crise énergétique ne peut donc pas être évalué uniquement à partir des statistiques de morbidité ou de mortalité. Il faut aussi regarder combien de personnes sont contraintes de baisser le chauffage et de renoncer à des dépenses courantes essentielles.

Dans les hautes sphères de l'État, une crise énergétique se mesure en niveaux de remplissage des stockages, en prix du gaz et en milliards d'euros d'aides publiques. Les responsables décident des tarifs, des subventions et de l'ampleur des réductions de consommation. Leurs bureaux resteront chauffés tout l'hiver. Reste à savoir quelle température régnera dans les logements des personnes qu'ils sont censés protéger.

Conclusion : seize ans plus tard, la question a changé

La remarque de Poutine à Berlin en 2010 semblait apporter une réponse simple : renoncer à une source d'énergie, c'est risquer de manquer d'une autre. La réalité de 2026 est plus complexe. L'Europe a maintenu ses approvisionnements, construit de nouveaux terminaux, réorienté les flux énergétiques et réduit sa consommation. Sa dépendance aux gazoducs a diminué, mais elle dépend davantage du marché mondial du GNL, de la logistique maritime et de la capacité des fournisseurs à réagir rapidement aux variations de la demande.

La prochaine crise énergétique pourrait commencer loin des frontières européennes : une vague de froid en Asie, une panne dans un terminal d'exportation américain ou un arrêt du trafic maritime au Moyen-Orient. Une longue période sans vent en Europe aggraverait la situation. Les prix grimperaient d'abord, contraignant les industries énergivores à réduire

leur production. Les répercussions gagneraient ensuite les banques, les finances publiques et les ménages.

Pour préserver le chauffage des logements, il est possible de réduire la consommation de gaz de l'industrie. Mais chaque mètre cube économisé de cette manière a un coût : baisse de la production, recul des bénéfices, fermeture d'usines et investissements reportés. Plus la crise dure, plus la facture s'alourdit.

La question centrale pour l'hiver 2026-2027 n'est donc pas de savoir si l'Europe va geler. Elle est de savoir combien de chocs elle peut encaisser simultanément, et quel prix économique et social elle devra payer pour maintenir les approvisionnements énergétiques.

L'Europe a réduit sa dépendance au gaz russe par gazoduc, mais elle n'a pas échappé à la dépendance aux approvisionnements énergétiques extérieurs. Sa résilience dépend désormais du marché mondial du GNL, de la logistique maritime et de la capacité des gouvernements à gérer les conséquences d'une crise.

Pour les Européens, le résultat de cette équation complexe se mesurera dans des termes beaucoup plus simples : la température de leur logement et le montant de leur facture de chauffage.

Auteur: *Nikolai Tupikin, directeur exécutif de l'organisation autonome à but non lucratif Caspian 2030, membre de l'Union des journalistes de la CEI et auteur de plus de 50 publications scientifiques sur la physique nucléaire appliquée et l'électronique nanoseconde*

Lien permanent : https://sng.fm/36109-eu-energy-26-27.html

Sources et références complémentaires

Cette section rassemble les sources utilisées pour préparer cette analyse. Il ne s'agit ni d'une bibliographie exhaustive ni d'une liste de références formelle, mais d'une sélection destinée aux lecteurs qui souhaitent vérifier les chiffres ou approfondir certains points.

Exergue et contexte historique

1. **RBC**, 26 novembre 2010. « V. Putin suggested that Germans go to Siberia for firewood » (titre original en russe : «В. Путин предложил немцам съездить за дровами в Сибирь»). Confirme le lieu, la date et le contenu de la déclaration prononcée à Berlin et reprise en exergue. https://www.rbc.ru/economics/26/11/2010/5703e0c89a79473c0df176ae

2. **World Nuclear News**, 1er décembre 2010. « Putin suggests Germans replace nuclear with firewood ». Un compte rendu indépendant en anglais de cette déclaration, replacée dans le contexte de la politique énergétique allemande. https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Putin-suggests-Germans-replace-nuclear-with-firewod

Introduction et section 1. Stockages de gaz, marge de sécurité et économie du stockage

3. **Gas Infrastructure Europe (GIE)** : AGSI+ – Aggregated Gas Storage Inventory. Données quotidiennes sur les stocks de gaz, le taux de remplissage des stockages souterrains et les indicateurs par pays dans l'UE. Base des chiffres au 21 octobre 2026 : UE, environ 74,6 % / 845 TWh ; Allemagne, 61,1 % ; France, environ 87 % ; Italie, environ 90 % ; Pays-Bas, environ 65 %. Pour retrouver ces chiffres, sélectionner la journée gazière historique du 21 octobre 2026 et non les valeurs actuelles. Les données opérationnelles peuvent être révisées. https://agsi.gie.eu/

4. **ENTSOG**, 8 octobre 2026. Annonce officielle de la publication du Winter Supply Outlook 2026/27 with Summer 2027 Overview. Évaluation de la résilience des infrastructures gazières européennes. Le chiffre de 437 TWh correspond à un scénario combinant hiver froid, disponibilité limitée du GNL et livraisons russes par gazoduc réduites au minimum. Il représente le besoin cumulé de réduction de la demande et la demande potentiellement non satisfaite, et non une prévision de pénurie certaine. Le taux de remplissage d'environ 11 % en fin d'hiver relève également de ce scénario. Niveau initial des stocks : 72 % au 1er octobre 2026. https://www.entsog.eu/media/38034
Le rapport complet d'ENTSOG est également disponible ici. Il s'agit du document lui-même, et non du seul communiqué de presse : https://www.entsog.eu/sites/default/files/2026-10/SO0072-26_Winter%20Supply%20Outlook%202026-27.pdf.

5. **Gas Infrastructure Europe**, 9 octobre 2026. « Europe enters winter with historically low storage levels, reinforcing the need for LNG imports and storage flexibility ». Présente les estimations de stress d'ENTSOG (237 à 437 TWh), les faibles niveaux de stockage prévus en fin d'hiver, l'importance du débit de soutirage journalier et le risque de vagues de froid tardives. https://www.gie.eu/press/europe-enters-winter-with-historically-low-storage-levels-reinforcing-the-need-for-lng-imports-and-storage-flexibility/

6. **European Commission**. Gas storage – Gas storage rules 2025–2027. Objectif de remplissage de 90 %, période prévue pour l'atteindre du 1er octobre au 1er décembre, dérogations et dispositions de flexibilité applicables. https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-security/gas-storage_en

7. **European Commission**, 8 octobre 2026. « EU gas system prepared for the winter despite lower storage levels ». Évaluation officielle de la résilience du système, du rôle du GNL et de la réduction de la marge de sécurité. https://energy.ec.europa.eu/news/eu-gas-system-prepared-winter-despite-lower-storage-levels-2026-10-08_en

8. **Ekspert**, 7 octobre 2026. Ekaterina Chaban, « Europe's gas supply model has broken down » (titre original en russe : «Схема обеспечения газом Европы дала сбой») ; l'article comprend des commentaires d'Alexeï Belogoryev, directeur de recherche à l'Institut de l'énergie et des finances. Il étaye le mécanisme économique selon lequel l'écart entre les prix d'été et d'hiver ne garantit plus la rentabilité du stockage. https://expert.ru/ru/tek/skhema-obespecheniya-gazom-evropy-dala-sboy

Section 2. Allemagne : gaz, prix et industrie

9. **Bundesnetzagentur**: Aktuelle Lage Gasversorgung. Évaluation hebdomadaire de l'approvisionnement gazier allemand. Pour la semaine du 13 au 19 octobre 2026 : environ 17,4 TWh d'importations par gazoduc, 1,6 TWh livrés via les terminaux allemands de GNL et un taux moyen d'utilisation des terminaux de 37,2 % ; la page évalue également les risques d'interruption. Elle est régulièrement mise à jour : pour retrouver les chiffres de la semaine du 13 au 19 octobre, consulter le rapport de cette semaine et non les données affichées aujourd'hui. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html

10. **Bundesnetzagentur**: Current status of gas supply / Gas storage levels. Informations sur les stocks allemands et les niveaux cibles au 1er février (généralement 30 %, avec des exigences différentes pour certaines installations). https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/SecurityOfSupply/GasSupply/start.html

11. **Investing.com**, 20 octobre 2026 (données ICE). « European natural gas prices top €90 per MWh for first time since 2022 ». Indique que le prix du contrat à terme TTF à échéance la plus proche a dépassé 90 €/MWh en séance ; cela ne signifie pas nécessairement qu'il a clôturé au-dessus de ce niveau. https://www.investing.com/news/commodities-news/european-natural-gas-prices-top-90-per-mwh-for-first-time-since-2022-93CH-4959837

12. **Yara International**, 22 octobre 2026. « Yara reports solid 3Q amid market volatility ». L'EBITDA ajusté du troisième trimestre 2026 s'est élevé à 675 millions de dollars, contre 804 millions un an plus tôt ; le communiqué décrit l'impact des prix élevés du gaz et les ajustements de la production européenne. https://www.yara.com/corporate-releases/yara-reports-solid-3q-amid-market-volatility/

13. **Yara International**: Third-quarter results 2026. Page d'accès au rapport trimestriel complet et à sa présentation, avec notamment les indicateurs opérationnels par région. https://www.yara.com/investor-relations/latest-quarterly-report/

Section 3. Le nucléaire français

14. **International Atomic Energy Agency (IAEA)**: Country Nuclear Power Profiles: France. 57 réacteurs en service, environ 63 GW de puissance et une part du nucléaire proche de 68 % de la production d'électricité en 2025. https://cnpp.iaea.org/public/countries/FR/profile/highlights

15. **EDF**, 18 décembre 2025. « Estimated nuclear generation in France ». Prévisions de production annuelle des centrales nucléaires françaises de 350 à 370 TWh en 2026 et 2027, ainsi que précisions sur les effets du programme de maintenance. https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/journalists/all-press-releases/estimated-nuclear-generation-in-france

16. **World Nuclear Association**, mise à jour du 16 octobre 2026. « France – World Nuclear Outlook Report ». Informations complémentaires sur le parc nucléaire français, sa fiabilité et les contraintes de production liées aux faibles niveaux des cours d'eau et aux températures élevées en 2026. https://world-nuclear.org/our-association/publications/world-nuclear-outlook-report/france---world-nuclear-outlook-report

17. **Rosatom State Corporation**, données publiques de la division Électricité pour 2025. Les centrales nucléaires russes ont produit 218,349 milliards de kWh (environ 218,3 TWh), chiffre comparé dans la section 3 aux prévisions d'EDF pour le parc français. Il s'agit des données de Rosenergoatom, et non de la production cumulée de toutes les centrales étrangères dans lesquelles Rosatom détient des intérêts. https://www.report.rosatom.ru/rea

Sections 4–5. Marchés nationaux, transport du gaz et Gazprom

18. **ENTSOG** – tableau de bord européen des flux gaziers. Flux transfrontaliers, corridors de transport et infrastructures gazières européennes ; permet notamment de distinguer la disponibilité globale du gaz de la possibilité de l'acheminer par un itinéraire donné. https://gasdashboard.entsog.eu/

19. **UK Parliament** / Department for Energy Security and Net Zero, réponse du 14 juillet 2026. Question écrite n° 16797. Capacité de stockage du gaz au Royaume-Uni : 1,7 milliard de mètres cubes, soit environ sept jours de demande hivernale moyenne. https://questions-statements.parliament.uk/written-questions/detail/2026-07-07/16797

20. **Gas Infrastructure Europe** – base de données sur les stockages (édition 2026). Caractéristiques techniques des installations de stockage souterrain, notamment leur volume utile et leurs débits nominaux d'injection et de soutirage. https://www.gie.eu/transparency/databases/storage-database/

21. **Reuters**, 30 décembre 2025. « Russia's pipeline gas exports to Europe fall by 44% to the lowest in decades ». Calculs fondés sur les données de transport européennes : Gazprom a livré 148,4 milliards de mètres cubes à l'Europe, hors Turquie, en 2021, contre environ 18 milliards en 2025 ; TurkStream restait le seul itinéraire d'acheminement vers l'Europe. https://www.reuters.com/business/energy/russias-pipeline-gas-exports-europe-fall-by-44-lowest-decades-2025-12-30/

Sections 6–8. États-Unis, GNL russe, Asie, Ormuz et marché mondial du GNL

22. **US Energy Information Administration**, 1er septembre 2026. « U.S. LNG exports rose 23% in the first half of 2026 because of higher capacity ». Les exportations américaines de GNL ont atteint en moyenne 17,4 milliards de pieds cubes par jour au premier semestre 2026 ; les prévisions indiquent 17,3 milliards au second semestre et 18,7 milliards au premier semestre 2027. Ces chiffres ont été convertis en millions de mètres cubes par jour dans l'analyse. https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=68064

23. **US Department of Energy**, 20 janvier 2025. « U.S. Department of Energy Reverses Biden LNG Pause ». Documente la fin de la suspension administrative, instaurée en 2024, de l'examen des demandes de nouvelles autorisations d'exportation. https://www.energy.gov/articles/us-department-energy-reverses-biden-lng-pause-restores-trump-energy-dominance-agenda

24. **Reuters**, 22 octobre 2026. « Asia buys more LNG despite surging prices, El Niño clouds outlook ». Estimations de Kpler : les importations asiatiques de GNL devaient atteindre 23,31 millions de tonnes en octobre 2026, dont 5,47 millions pour la Chine et 4,47 millions pour le Japon ; l'article traite aussi des prix asiatiques et de la concurrence pour les cargaisons. https://www.reuters.com/commentary/reuters-open-interest/asia-buys-more-lng-despite-surging-prices-el-nino-clouds-outlook-2026-10-22/

25. **ACER**, 2026. « Analysis of the European LNG market developments ». Dans un scénario où le transit de GNL par le détroit d'Ormuz serait totalement interrompu pendant toute l'année 2026, l'ACER estimait que l'offre mondiale de GNL serait inférieure de 27 milliards de mètres cubes à celle de 2025. Il ne s'agit ni d'un écart de 27 milliards par rapport à un scénario où le détroit resterait ouvert, ni d'une perte de 27 milliards pour l'Europe seule. https://acer.europa.eu/monitoring/MMR/LNG_market_developments_2026

26. **Regulation (EU) 2026/261** du 26 janvier 2026 (Journal officiel de l'UE du 2 février 2026). Texte relatif à la sortie progressive des importations de gaz naturel russe. À compter du 1er janvier 2027, la période transitoire prend fin pour les importations de GNL russe au titre de contrats à long terme conclus avant la date limite prévue. D'autres types de contrats suivent des échéances différentes. Le règlement autorise une suspension d'urgence limitée de l'interdiction en cas de menace pour la sécurité d'approvisionnement. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/LSU/?uri=CELEX:32026R0261 Texte intégral : https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32026R0261

27. **Council of the European Union**, 26 janvier 2026. « Russian gas imports: Council gives final green light to a stepwise ban ». Résumé officiel du calendrier : les importations de GNL sont progressivement supprimées à partir du début de 2027, tandis que l'arrêt des importations de gaz par gazoduc intervient plus tard. https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2026/01/26/russian-gas-imports-council-gives-final-greenlight-to-a-stepwise-ban/

28. **Institute of Energy and Finance (IEF)**, 21 octobre 2026. « Constrained gas: where will Russian LNG go after the ban on supplies to Europe? » (titre original en russe : «Скованный газ: куда пойдёт российский СПГ после запрета на поставки в Европу»). Commentaire d'Alexeï Belogoryev publié par Forbes et repris sur le site de l'IEF. Estimation : le gaz russe représentait 10,4 % des importations de GNL de l'UE au troisième trimestre 2026, contre 10,0 % un an plus tôt. Il s'agit d'une estimation d'expert, et non d'une statistique d'Eurostat. https://fief.ru/media/news/skovannyy-gaz-kuda-poydet-rossiyskiy-spg-posle-zapreta-na-postavki-v-evropu/

29. **Reuters**, 13 juillet 2026. « EU imports record LNG volumes from Russia's biggest plant ». Au premier semestre 2026, l'UE a reçu 9,97 millions de tonnes de GNL du projet Yamal LNG, réparties sur 136 cargaisons. Cette donnée confirme le rôle important du projet dans les approvisionnements européens ; le chiffre de 9,97 millions de tonnes n'est pas cité dans le corps de l'article. https://www.reuters.com/business/energy/eu-imports-record-lng-volumes-russias-biggest-plant-2026-07-13/

30. **Reuters**, 25 décembre 2025. « Russia's Gazprom supplied 38 bcm of gas to China via Power of Siberia pipeline in 2025 ». Les exportations effectives de Gazprom vers la Chine par le gazoduc Force de Sibérie se sont élevées à 38,8 milliards de mètres cubes en 2025 ; le chiffre plus précis de 38,84 milliards a été publié ultérieurement. https://www.reuters.com/business/energy/russias-gazprom-supplied-38-bcm-gas-china-via-power-siberia-pipeline-2025-2025-12-25/

31. **Reuters**, 21 avril 2026, d'après le rapport annuel de Sakhalin Energy. En 2025, les acheteurs japonais ont représenté 58 % des cargaisons de GNL de Sakhaline-2 et la Chine 23,9 % ; les exportations totales se sont élevées à environ 10,3 millions de tonnes. Republication en russe : https://lenta.profinansy.ru/news/9253341

32. **HSE University**, Faculté d'économie mondiale et d'affaires internationales. « Global Business Monitor: Sectoral and Regional Trends. 2025 Annual Edition », section « Oil and Gas », p. 2. Les auteurs prévoyaient une forte augmentation des capacités de GNL en Amérique du Nord et, vers la fin de 2026, au Moyen-Orient, susceptible d'atténuer les pointes de demande en Europe. Cette étude prospective a été publiée avant la crise au Moyen-Orient. https://www.hse.ru/mirror/pubs/share/1134660873.pdf Page de l'édition : https://wec.hse.ru/gbm/2025annual/

Section 9. El Niño, vortex polaire et contraintes logistiques liées aux conditions météorologiques

33. **NOAA Climate Prediction Center**, 8 octobre 2026. « ENSO Diagnostic Discussion ». Évaluation officielle d'un épisode El Niño fort ou très fort et probabilité supérieure à 83 % pour janvier-mars 2027 ; décrit l'état observé de l'ENSO. Il s'agit d'une prévision saisonnière probabiliste, et non de l'annonce d'une vague de froid précise ou d'une « Dunkelflaute
». https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/enso_advisory/ensodisc.shtml

34. **NOAA**, 15 octobre 2026. « El Niño looms large over U.S. Winter Outlook ». Prévisions hivernales officielles pour les États-Unis : probabilité accrue de températures plus douces au nord et de conditions plus humides au sud. Ces données éclairent le risque de tempêtes, mais ne prouvent pas que les terminaux d'exportation seront nécessairement mis à l'arrêt. https://www.noaa.gov/news-release/el-nino-looms-large-over-us-winter-outlook

35. **Ke Ma, Quanliang Chen, Xin Zhou, Yingying Zhong**, 4 septembre 2026. « The influence of stratospheric polar vortex shifts on winter temperatures in China: Role of the North Atlantic Oscillation ». Atmospheric Research, article 109313 ; DOI : 10.1016/j.atmosres.2026.109313. Étude des liens statistiques entre le déplacement du vortex polaire stratosphérique vers le secteur asiatique, les anomalies de température hivernale en Chine et le rôle des ondes atmosphériques. L'étude ne prédit pas que cette configuration se produira nécessairement pendant l'hiver 2026-2027. https://doi.org/10.1016/j.atmosres.2026.109313

36. **Panama Canal Authority**, août 2026. « Panama Canal Adopts Additional Measures to Address Reduced Precipitation in the Canal Watershed ». Annonce de restrictions du nombre de créneaux de transit quotidiens en raison du manque de précipitations. https://pancanal.com/en/panama-canal-adopts-additional-measures-to-address-reduced-precipitation-in-the-canal-watershed/

37. **ICIS**, 21 août 2026. « Panama Canal cutting daily transit slots in September amid strengthening El Niño ». Chiffres cités dans la section 9 : réduction du nombre de transits autorisés de 38 à 34, puis à 32 par jour. https://www.icis.com/explore/resources/news/2026/08/21/11230088/panama-canal-cutting-daily-transit-slots-in-september-amid-strengthening-el-nino/

38. **Ma Y. et al.**, 22 novembre 2025. « Severe 2023/2024 Winter Subseasonal Weather Extremes Over Eastern China: Two Pathways of ENSO Impacts ». Geophysical Research Letters, DOI 10.1029/2025GL119268. Base scientifique de l'exemple portant sur les trains d'ondes de Rossby en provenance de l'Atlantique Nord, le renforcement de l'anticyclone de Sibérie, le froid et les pluies verglaçantes dans l'est de la Chine. Les résultats décrivent l'hiver 2023-2024 et ne constituent pas une prévision pour l'hiver 2026-2027. https://doi.org/10.1029/2025GL119268

39. **NOAA Climate Prediction Center**, 15 octobre 2026. « Prognostic Discussion for Long-Lead Seasonal Outlooks ». Évaluation officielle des anomalies de température et de précipitations prévues pour l'hiver 2026-2027 ; complète les perspectives générales de la NOAA. https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/predictions/90day/fxus05.html

Section 11. Finances publiques en Allemagne et en France

40. **Eurostat**, 21 octobre 2026. « Government debt at 88.8% of GDP in euro area – second quarter of 2026 ». À la fin du deuxième trimestre 2026, la dette publique française atteignait 119,1 % du PIB et celle de l'Allemagne 63,4 % (arrondis à « environ 63 % » dans l'analyse). https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-euro-indicators/w/2-21102026-bp

41. **Deutscher Bundestag**, 18 mars 2025. « Mehrheit für Reform der Schuldenbremse » [La majorité approuve la réforme du frein à l'endettement]. Modifications du frein à l'endettement allemand, exemption de certaines dépenses de défense et création d'un fonds spécial pour les infrastructures pouvant atteindre 500 milliards d'euros. https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2025/kw12-de-sondersitzung-1056916

42. **Deutscher Bundestag**, 21 octobre 2022. « 200 Milliarden Euro Abwehrschirm gegen gestiegene Gas- und Strompreise beschlossen » [Adoption d'un bouclier de 200 milliards d'euros contre la hausse des prix du gaz et de l'électricité]. Contexte historique d'un mécanisme de stabilisation plafonné à 200 milliards d'euros ; ce plafond ne correspond pas aux dépenses réellement engagées. https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2022/kw42-de-stabilisierungsfond-915612

43. **German Federal Ministry of Finance**, 22 décembre 2022. « Einstieg des Bundes bei Energieversorger Uniper SE vollzogen » [Entrée effective de l'État fédéral au capital du fournisseur d'énergie Uniper SE]. Confirme la stabilisation financière d'Uniper et le rôle du fonds public WSF. https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Pressemitteilungen/Finanzpolitik/2022/12/2022-12-22-einstieg-bund-bei-uniper-vollzogen.html

44. **INSEE**, 27 mars 2026. « In 2025, the public deficit stands at 5.1% of GDP ». Le déficit public français s'est élevé à 5,1 % du PIB en 2025. https://www.insee.fr/en/statistiques/8961174

45. **Reuters**, 21 octobre 2026. « French 10-year bond yields hit 5%, highest since 2002 ». Le rendement des obligations d'État françaises à dix ans a atteint 5 % en cours de séance. https://www.reuters.com/world/europe/french-10-year-bond-yields-hit-5-highest-since-2002-2026-10-21/ Republication de Reuters disponible : https://ca.investing.com/news/economy-news/french-10year-bond-yields-hit-5-highest-since-2002-4892758

Section 12. Une crise financière sans pénurie physique

46. **Reuters / Euronews**, 6 septembre 2022. « Europe power firms need 1.5 trillion euros in margin calls, Equinor says ». Estimation publique d'Equinor : environ 1 500 milliards d'euros de garanties potentielles nécessaires pour couvrir les positions de marché. Il ne s'agissait pas d'une estimation des pertes effectivement subies par les entreprises énergétiques. https://www.euronews.com/2022/09/06/ukraine-crisis-gas-equinor

47. **Bank for International Settlements**, 13 septembre 2023. « Margins and liquidity in European energy markets in 2022 », Bulletin BRI n° 77. Analyse de l'évolution des exigences de marge et des tensions de liquidité qui en ont résulté pour les entreprises énergétiques. https://www.bis.org/publications/bulletin-77-margins-and-liquidity-european-energy-markets-2022

48. **Allianz Trade / Atradius / Coface**. Sites des entreprises utilisés comme sources de contexte sur l'assurance-crédit interentreprises et le risque de non-paiement. https://www.allianz-trade.com/ https://group.atradius.com/https://www.coface.com/

Section 13. Précarité énergétique et santé

49. **European Commission / Eurostat**. Précarité énergétique. Part des habitants de l'UE qui ne peuvent pas chauffer suffisamment leur logement : 10,6 % en 2023, 9,2 % en 2024 et 8,8 % en 2025. https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-consumers-and-prosumers/energy-poverty_en

50. **Eurostat** – tableau `ilc_mdes01`. Incapacité à maintenir une température suffisante dans son logement. Jeu de données de référence pour cet indicateur. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ilc_mdes01/default/table

51. **World Health Organization (WHO)**, 2018. « WHO Housing and health guidelines ». Recommandations sur les températures intérieures adéquates, les risques sanitaires liés au froid et la vulnérabilité particulière des personnes âgées, des enfants et des personnes atteintes de maladies chroniques. https://www.who.int/publications/i/item/9789241550376

52. **WHO Housing and Health Guidelines**, chapitre 4 – « Low indoor temperatures and insulation ». Formulation exacte du seuil de 18 °C recommandé pour la population générale pendant la saison froide et précision selon laquelle les personnes vulnérables peuvent avoir besoin de températures plus élevées. https://www.ncbi.nlm.nih.gov/books/NBK535294/