INSTITUT CATALÀ D'ESTUDIS ESTRATÈGICS

ICEE.cat · INFORMES ESTRATÈGICS 01 / 2026

LA DEPENDÈNCIA ENERGÈTICA D'EUROPA

Proveïdors, reserves, infraestructures i vulnerabilitats
La capacitat de resposta d'Europa davant una crisi prolongada

EDICIÓ DE PUBLICACIÓ · 1 DE NOVEMBRE DE 2026

ÀMBIT: UNIÓ EUROPEA (UE-27)

DADES PRINCIPALS: 2024–2026

INSTITUT CATALÀ D'ESTUDIS ESTRATÈGICS
https://icee.cat

Recerca sobre els recursos, les xarxes i les decisions que condicionen la resposta europea davant una crisi energètica prolongada.

En dos minuts

La Unió Europea pot continuar disposant d'energia i, alhora, patir una crisi energètica. La raó és que no n'hi ha prou que existeixin petroli, gas o electricitat al mercat: han d'arribar **on es necessiten, quan es necessiten i a un preu assumible**. Aquesta és la pregunta que guia l'informe.

Cinc idees clau

1. Europa depèn molt de l'exterior, però dependència no significa tall imminent. La taxa oficial de dependència energètica era del **57% el 2024**. En petroli i derivats vorejava el **97%** i en gas era del **85%** aquell mateix any. Són indicadors de balanç, no probabilitats d'interrupció. [1][3]

2. Els combustibles del transport són un punt especialment sensible. Una crisi de dièsel o de querosè pot afectar camions, collites, distribució d'aliments i aviació encara que hi hagi cru disponible. Refinar, importar i distribuir són problemes diferents. [10][11]

3. Menys gas rus no vol dir independència del gas. Europa compra a més proveïdors, però el GNL transportat per mar l'exposa a la competència global, als preus dels vaixells i a la capacitat real de les terminals i les connexions interiors. [4][5]

4. Els magatzems de gas són un marge de seguretat, no un calendari. A finals d'octubre del 2026 estaven al voltant del **75%** a la UE. D'aquest percentatge no es pot deduir quants dies resistiria Europa sense noves importacions. [6]

5. L'autonomia elèctrica no equival a controlar tot el combustible. La nuclear francesa produeix electricitat a França, però utilitza urani importat; i les renovables redueixen combustible, però necessiten xarxes, flexibilitat i equips industrials. La geografia de les infraestructures continua essent decisiva. [9][14][25]

Què vol dir això per a tu?

Factura de la llum i la calefacció. Una pujada del gas pot traslladar-se als preus majoristes de l'electricitat, encara que no tota l'electricitat sigui produïda amb gas. El resultat depèn del mix de cada hora, dels contractes i de les mesures reguladores.

Transport i aliments. L'encariment del dièsel pot arribar a les tarifes del transport, els costos de les explotacions agràries i els preus de distribució. No vol dir que tots els aliments pugin al mateix ritme.

Indústria i ocupació. Les plantes químiques, metal·lúrgiques o de fertilitzants poden reduir producció per costos abans que es produeixi una manca física general d'energia.

Serveis essencials. Hospitals, aigua i telecomunicacions necessiten electricitat, però també manteniment, combustible per als equips d'emergència i una xarxa capaç de prestar servei a cada territori.

Què sabem i què no podem afirmar

Sabem quines són les importacions observades, els nivells d'emmagatzematge d'una data concreta, la capacitat nominal de les infraestructures i els grans punts de concentració. **No podem afirmar** que un magatzem al 75% asseguri un nombre fix de dies; que aquesta dada impliqui automàticament un incompliment legal; que Ormuz condueixi a un preu futur concret del gas; o que el dièsel s'esgoti en quinze dies. Tampoc podem usar una taxa d'importacions per predir directament un tall.

Com pot evolucionar una interrupció?

Els primers 7 dies: el més important és saber si els operadors poden redirigir càrregues, utilitzar estocs i mantenir les xarxes. Encara no es pot deduir cap desabastiment general.

Al cap de 30 dies: es tornen més rellevants la competència internacional, els contractes nous, el transport interior i els costos que suporten empreses i llars. En alguns sectors, el problema pot ser el preu abans que la quantitat física.

Al cap de 90 dies: una interrupció sostinguda requereix examinar l'activitat industrial perduda, l'estat de les reserves, les reparacions de xarxa i la capacitat d'adaptació de la demanda. Aquestes durades són **horitzons d'anàlisi**, no prediccions de quan fallaria el sistema.

La resposta estratègica: conèixer els estocs útils per producte, diversificar proveïdors, reforçar interconnexions, mantenir capacitats industrials i planificar la demanda protegida. La resiliència no s'avalua amb una sola xifra.

Per aprofundir: els capítols següents ofereixen dades exactes, fonts i proves d'estrès. Les xifres arrodonides d'aquest resum es desenvolupen amb decimals i períodes identificats al cos tècnic.

CONTINGUTS

En dos minuts
Resum tècnic: deu constatacions i dades de referència
Fitxa editorial i abast
1. Metodologia: separar fets, indicadors i escenaris
2. Balanç energètic europeu i dependència exterior
3. Europa no és un únic sistema homogeni
4. Petroli: el risc no acaba al barril de cru
5. Gas: de la concentració russa a la competència mundial del GNL
6. Emmagatzematge de gas: volum, geografia i límits de retirada
7. El coll d'ampolla físic: xarxes de gas i el cas ibèric
8. Electricitat: menys combustibles no significa menys xarxa
9. Energia nuclear: la cadena de subministrament completa
10. Geopolítica de les rutes energètiques: Ormuz, mar Roig i Atlàntic
11. Transmissió del xoc a la indústria i a la vida quotidiana
12. Proves d'estrès: què podem calcular amb rigor?
13. Prioritats estratègiques i capacitat de resposta
14. Proposta d'Observatori ICEE de dependències energètiques
15. Conclusions
Annex A. Glossari per interpretar les dades
Annex B. Reproducció dels càlculs de flux exposat
Annex C. Gràfics complementaris
Annex D. Bibliografia i fonts de dades

Resum tècnic: deu constatacions i dades de referència

La dependència energètica europea té dos rostres. El primer és físic: la UE continua important gairebé tot el petroli i la majoria del gas que consumeix. El segon és econòmic: l'existència d'energia al mercat mundial no n'assegura un preu compatible amb la continuïtat de totes les activitats industrials. Una crisi severa pot destruir demanda productiva abans d'arribar a una interrupció generalitzada del subministrament a les llars.

Deu constatacions per a la lectura tècnica:

1. **Dependència exterior elevada.** Eurostat situa la taxa de dependència energètica neta de la UE en el **57,3% el 2024**. La dependència de petroli i derivats és del **96,6%** i la del gas natural del **85,0%** el 2024; la taxa del gas augmenta al **87,6% el 2025**. Les sèries no són intercanviables. [1][2][3]
2. **El petroli conserva un pes estructural.** El 2024 representava el 37,8% de l'energia bruta disponible, davant el 20,6% del gas. Transport, agricultura, aviació i distribució requereixen combustibles líquids, fins i tot quan augmenta la generació renovable. [1]
3. **El dèficit de destil·lats mitjans importa tant com el cru.** L'AIE descriu l'octubre del 2026 un mercat internacional especialment tens de gasoil i dièsel, amb reducció d'exportacions i descens dels estocs. La Comissió, el 22 d'octubre, encara no constatava una escassetat física generalitzada a Europa. [10][11]
4. **La substitució del gas rus no és autonomia plena.** En una sèrie homogènia de proveïdors per al 2025, Noruega representa el 30,9% de les importacions de gas i els EUA el 26,2%; els EUA concentren aproximadament el 58% del GNL. És diversificació respecte del 2021, però també exposició als mercats globals. [4][5]
5. **Les reserves de gas són heterogènies.** GIE registrava **845,93 TWh**, un **74,68%** de capacitat de la UE, el 31 d'octubre del 2026. Alemanya estava al 61,17%; Itàlia al 91,05%. No es poden deduir dies d'autonomia només a partir d'aquests percentatges. [6]
6. **La normativa no permet afirmar que hi hagués un incompliment automàtic el 31 d'octubre.** El Reglament (UE) 2025/1733 permet assolir l'objectiu del 90% en qualsevol moment entre l'1 d'octubre i l'1 de desembre, amb flexibilitats condicionades. El nivell observat, en canvi, sí que redueix marge davant d'un hivern exigent. [7]
7. **El sistema gasista conserva flexibilitat, no immunitat.** ENTSOG i la Comissió consideren que la infraestructura és capaç de cobrir diversos escenaris hivernals, però remarquen el paper de les importacions addicionals de GNL i la vulnerabilitat davant fred tardà o fallades simultànies. [8]
8. **La transició elèctrica redueix consum de combustible, però necessita infraestructura.** El 47,3% de l'electricitat generada el 2025 era renovable. Aquesta xifra no descriu el 47,3%

del consum energètic total i no elimina congestions, variabilitat o necessitat de flexibilitat. [9]

9. **La dependència nuclear no és només minera.** El 2025, Rússia figurava amb el 15,98% de l'urani natural lliurat, el 24,40% dels serveis de conversió i el 22,55% dels serveis d'enriquiment segons Euratom; són denominadors diferents. [14]
10. **La dimensió europea és desigual.** Una fotografia de tota la UE pot ocultar un coll d'ampolla al Pirineu, a l'interior de l'Europa central o en una refineria. El risc s'ha de mesurar per combustible, producte, país, ruta i horitzó temporal.

Resposta sintètica. Europa disposa de més proveïdors, terminals, capacitat de gestió de la demanda i interconnexions que abans del 2022, però una crisi simultània de GNL, dièsel i preus pot comprometre sectors industrials i pressupostos familiars fins i tot sense un col·lapse generalitzat de l'oferta física. Per a l'ICEE, la prioritat és mesurar la **resistència útil** —volum disponible, capacitat de transport, capacitat de substitució, velocitat d'activació i cost econòmic— i no quedar-se en un únic percentatge de dependència.

Fitxa editorial i abast

Títol: *La dependència energètica d'Europa: proveïdors, reserves i vulnerabilitats*. **Editor:** Institut Català d'Estudis Estratègics (ICEE.cat). **Col·lecció:** Informes estratègics 2026–2027, núm. 01. **Edició:** novembre de 2026. **Data de tall:** 1 de novembre de 2026. **Àmbit territorial:** UE-27; referències específiques a la península Ibèrica i als sistemes veïns quan són rellevants. **Unitats:** TWh (terawatts hora), bcm (mil milions de metres cúbics), GWh/d (gigawatts hora diaris), mb/d (milions de barrils diaris), tU (tones d'urani) i tSW (unitats de treball de separació). **Citació recomanada:** Institut Català d'Estudis Estratègics (2026), *La dependència energètica d'Europa: proveïdors, reserves, infraestructures i vulnerabilitats*, Informe estratègic 01/2026, 1 de novembre.

Pregunta de recerca. Fins a quin punt la Unió Europea pot mantenir el funcionament de la seva economia, les seves indústries i els serveis essencials davant una crisi internacional que afecti simultàniament el gas, els productes petroliers i l'electricitat?

Nota de rigor. La capacitat d'emmagatzematge de gas no és una garantia d'autonomia; el 90% d'ompliment és una referència reguladora subjecta a calendari i flexibilitats; les taxes de dependència neta no mesuren directament el risc de tall; i les simulacions numèriques d'aquest informe són **comptabilitat de fluxos exposats**, no pronòstics de preus, escassetat o apagades. Quan es compara una xifra del 2025 amb una del 2026 s'identifica expressament el canvi de període i de font.

Criteri editorial. Aquest informe s'ha elaborat a partir de dades de fonts estadístiques i organismes sectorials públics, complementades amb càlculs propis que s'identifiquen expressament. Les fonts es poden consultar a la bibliografia final. Les dades històriques i les fotografies conjunturals mantenen sempre el seu període de referència.

> **Com llegir aquest informe.** Les dades estructurals del 2024 i del 2025 descriuen les dependències de fons. Les dades dels magatzems de gas i les observacions del mercat del 2026 ofereixen una fotografia datada. Les proves d'estrès són exercicis de sensibilitat, no previsions de preus ni de desabastiment. Aquesta distinció és essencial per interpretar les conclusions.

1. Metodologia: separar fets, indicadors i escenaris

1.1. Quatre magnituds que no es poden confondre

Energia bruta disponible descriu les fonts energètiques que entren en el balanç nacional o europeu. **Consum final** mesura allò que fan servir els usuaris finals: habitatges, transport, indústria i serveis. **Generació elèctrica** és només l'energia elèctrica produïda, i no tota l'energia que es consumeix. **Dependència neta d'importacions** és el quocient entre importacions menys exportacions i energia bruta disponible, amb ajustos estadístics específics. La metodologia d'Eurostat permet que algunes taxes nacionals superin el 100% a causa de fluxos comercials i variacions d'estocs. [1][3]

Una central nuclear pot ser un actiu de generació interior però utilitzar urani importat; una terminal de GNL pot estar disponible sense poder transportar tot el gas cap al centre d'Europa; un país amb molta electricitat renovable pot necessitar importar gasoil per a tractors, camions i avions. Totes tres proposicions són compatibles i descriuen exposicions diferents.

1.2. Matriu de seguretat energètica

Dimensió	Pregunta central	Mesura que cal emprar
Exposició exterior	Quina part del recurs depèn de compres fora de la UE?	Dependència neta per font i producte
Concentració	Quants proveïdors, empreses i rutes hi intervenen?	Quotes per origen i canal de transport
Reserves i estocs	Quin volum és tècnicament disponible i on?	TWh, tones i productes; no només %
Flexibilitat	Quina quantitat es pot substituir en cada termini?	GWh/d, bcm/any, MW, m^3/d i capacitat ferma
Impacte	Què deixa de funcionar o s'encareix primer?	Consum sectorial, costos i serveis afectats
Recuperació	Quant es triga a restablir la prestació?	Temps de reparació, reencaminament i contractació

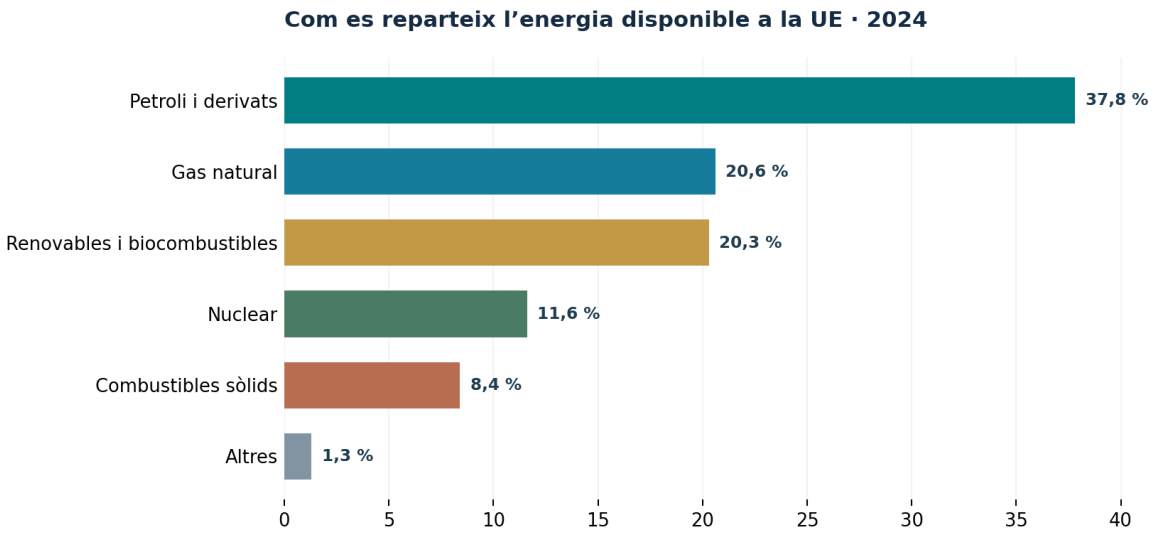
Per evitar una falsa precisió, **no s'assignen probabilitats** als escenaris. Es fan proves mecàniques de sensibilitat, que expliciten la base estadística, la durada, les compensacions i allò que no es pot inferir. No s'ha simulat hidràulicament tota la xarxa europea ni s'han modelitzat els mercats TTF o Brent.

1.3. Etiquetes de lectura

FET DOCUMENTAT: dada institucional atribuïda, amb període i unitat. **CÀLCUL ICEE:** operació replicable feta sobre una dada publicada. **INTERPRETACIÓ:** lectura estratègica raonada. **ESCENARI:** xoc hipotètic amb supòsits establerts. **DADA PENDENT:** magnitud que no es pot quantificar de manera responsable amb les fonts consultades.

2. Balanç energètic europeu i dependència exterior

L'estructura de 2024 continua dominada pels combustibles fòssils. Segons Eurostat, el petroli i els seus derivats representaven el **37,8%** de l'energia bruta disponible, el gas natural el **20,6%**, les renovables el **20,3%**, la nuclear el **11,6%**, els combustibles sòlids el **8,4%** i la resta de fonts aproximadament l'**1,3%**. Aquests valors descriuen el balanç energètic, no el consum final de les llars i empreses. [1]



Font: Eurostat, dades 2024; xifres arrodonides a una decimal.

Composició de l'energia bruta disponible a la UE el 2024

L'augment de les renovables es tradueix en menys necessitat de combustible importat per cada MWh generat quan substitueixen tecnologia fòssil, però l'electrificació dels usos finals és progressiva. Eurostat estima un consum final europeu de 901 Mtoe el 2024, i la mobilitat, la indústria i els edificis continuen utilitzant vectors diferents. La demanda reduïda pot procedir d'eficiència, d'un canvi tecnològic o d'una contracció d'activitat; aquests tres mecanismes tenen resultats econòmics divergents. [1]

La dada de dependència global del **57,3%** no és una mesura de risc de fallida. Un país pot importar una gran proporció del que utilitza, però tenir bons contractes, diverses rutes i estocs; un altre pot tenir menys importacions, però ser vulnerable a una sola interconnexió o a la hidrologia d'un any excepcionalment sec. El **96,6%** del petroli i el **87,6%** del gas el 2025 apunten, en tot cas, als combustibles sobre els quals s'han de concentrar les proves de resistència. [2][3]

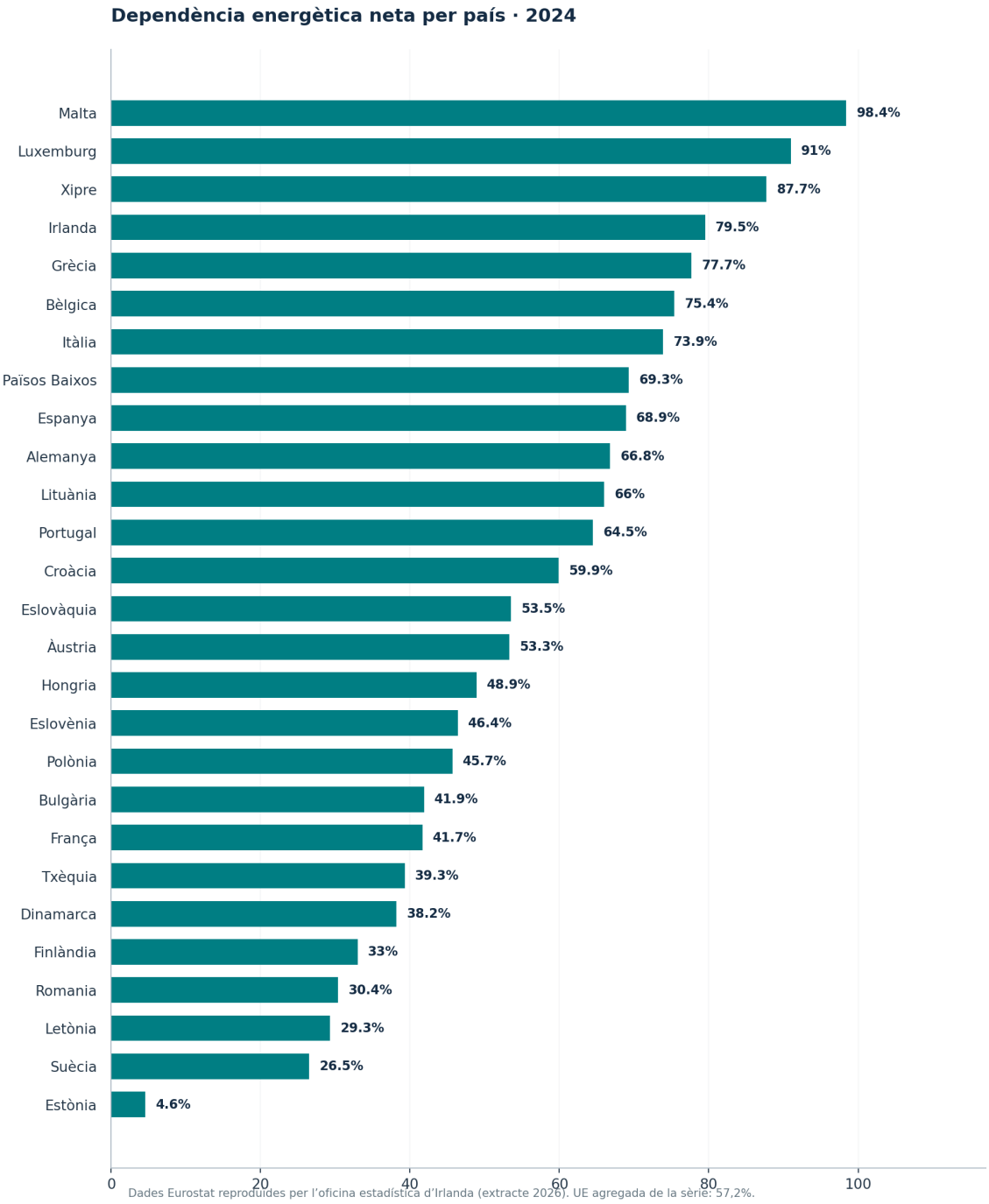
2.1. La demanda és una infraestructura invisible

(Vegeu l'evolució històrica al gràfic C.1 de l'annex D.) Entre 2021 i 2025 el consum anual de gas de la UE va retrocedir d'uns **412 bcm a 339 bcm**, encara que hi hagué un petit repunt el 2024 i el 2025. Aquest descens ha millorat la situació física d'abastament, però per avaluar-lo cal separar estalvi estable de deslocalització o tancament de processos productius. Les estadístiques agregades no permeten atribuir tota la reducció ni a l'eficiència ni a la desindustrialització. [5][15]

Lectura estratègica. Una política que redueix 1 bcm de demanda sense destruir activitat productiva té un efecte de resiliència comparable a disposar d'1 bcm addicional de subministrament en el mateix període, encara que la distribució temporal i territorial sigui diferent. Aquesta equivalència és volumètrica i no implica costos iguals.

3. Europa no és un únic sistema homogeni

Les taxes nacionals de dependència importadora reflecteixen estructures molt diferents. A les petites economies insulars el petroli domina gran part dels fluxos energètics; a França, el parc nuclear redueix la necessitat de combustibles fòssils per generar electricitat, però l'urani és importat; a Itàlia el gas té un paper gran, i Espanya combina importacions elevades d'hidrocarburs amb terminals de GNL i expansió renovable. [1][16]



Dependència energètica neta dels estats membres el 2024

Atenció a França i als països nuclears. Aquesta figura mostra taxes oficials de dependència neta. La calor nuclear es registra com a producció interior encara que l'urani sigui importat. No és un gràfic d'origen geogràfic de tots els combustibles. [1][25]

La figura utilitza la sèrie d'Eurostat reproduïda per l'oficina estadística irlandesa el 2026: l'agregat UE hi figura amb **57,2%**, mentre que Eurostat ha publicat posteriorment **57,3%** per al 2024. Aquesta diferència de 0,1 punts és compatible amb instantànies estadístiques diferents. **No s'han retocat els valors nacionals per forçar la concordança** amb l'actualització posterior. [1][16]

Territori	Dependència neta 2024	Lectura principal
Alemanya	66,8%	Gran exposició industrial; elevada capacitat absoluta de gas emmagatzemat
França	41,7%	Taxa oficial convencional: la calor nuclear es registra com a producció nacional tot i que l'urani és importat
Itàlia	73,9%	Elevada participació del gas i paper del Mediterrani
Espanya	68,9%	Dependència de combustibles importats; fortalesa de terminals de GNL
Polònia	45,7%	Més combustible sòlid nacional; transformació de l'electricitat pendent
Països Baixos	69,3%	Centre de comerç i interconnexió; risc d'equiparar trànsit amb autocobertura
Suècia	26,5%	Hidro, nuclear i renovables; exposició específica al transport i a la hidrologia
Romania	30,4%	Producció pròpia i mix diferent; limitacions logístiques regionals

3.1. França i l'urani: el límit de la dependència oficial

El **41,7% de França** és una taxa oficial de dependència neta segons la metodologia europea, però **no mesura d'on prové tot el combustible que alimenta les centrals**. Eurostat classifica la calor generada per fissió com a producció primària nacional; França, en canvi, no té mines d'urani en explotació comercial i importa l'urani natural que utilitza. [1][25]

El *Bilan énergétique de la France pour 2024* del Govern francès quantifica l'efecte de la convenció: el seu indicador nacional d'**independència energètica** és del **61%** el 2024 i **baixaria al 16%** si, en comptes de considerar producció primària la calor nuclear generada al territori, es comptés l'origen del combustible nuclear. **No són les mateixes definicions que la taxa d'Eurostat del 41,7%** i no s'han de substituir una per l'altra dins d'un rànquing sense recalcular-lo íntegrament. [25]

Això no vol dir que França importi la seva electricitat nuclear: la produeix a les seves centrals i disposa d'una cadena industrial important de conversió, enriquiment i fabricació. Vol dir que **autonomia de generació i autosuficiència en matèria primera són coses diferents**. Els estocs i la possibilitat de comprar combustible amb antelació fan que el risc físic no sigui idèntic al del gas o al del dièsel.

3.2. Quatre perfils regionals útils

Les taxes **no formen un rànquing de seguretat energètica**: són només el primer eix de l'anàlisi. Així, Dinamarca i Finlàndia poden tenir menys dependència importadora total però continuar patint un xoc mundial del gasoil. Igualment, l'ocupació de magatzems a Alemanya no descriu el mateix risc que a Itàlia si no s'incorporen demanda prevista i fluxos transfronterers.

Europa central i industrial: Alemanya, Àustria, Txèquia i altres mercats interconnectats requereixen fluxos continuats de gas, electricitat i productes refinats, amb importants usuaris industrials. **Europa mediterrània:** Itàlia, Espanya, Grècia i Portugal combinen ports i opcions de GNL amb una exposició al transport marítim i al petroli. **Europa nòrdica:** hidràulica, nuclear, eòlica i xarxes interconnectades modulen l'exposició, però les onades de fred i l'aigua condicionen el balanç. **Europa oriental i bàltica:** el gas, les rutes alternatives, les centrals tèrmiques i en alguns casos els reactors VVER obliguen a examinar dependències molt concretes.

Cap d'aquests perfils és uniforme dins de si mateix. Els mapes i les dades físiques de ports, centrals, terminals i línies són una segona capa imprescindible després de la comparació estadística.

4. Petroli: el risc no acaba al barril de cru

El petroli és el combustible més difícil de substituir ràpidament en el transport pesant per carretera, una part important de la maquinària agrícola, l'aviació comercial, el transport marítim i els serveis de protecció civil. La taxa de dependència del **96,6% el 2024** és un indicador de gran exposició importadora, no de manca permanent de combustible. [3]

En el procés industrial cal distingir: **extracció i venda de cru**, **transport del cru**, **refinament** i **distribució de productes finals**. Un tall en la segona etapa pot immobilitzar capacitat de refinament sense que hagin fallat els equips industrials. I una refineria que disposa de cru no pot canviar instantàniament les proporcions de gasoil, gasolina, nafta, querosè i fueloil: els rendiments depenen del tipus de cru, dels equips de conversió i de la programació de les unitats.

4.1. El problema específic del gasoil i del querosè

L'**Oil Market Report d'octubre del 2026** de l'AIE descriu fortes tensions del mercat mundial de gasoil. Les exportacions globals de gasoil/dièsel del setembre eren aproximadament **700.000 barrils diaris inferiors** a les d'un any abans; la reducció conjunta procedent de Rússia i Orient Mitjà assolia **1,3 mb/d**, parcialment compensada per altres orígens. L'AIE

també adverteix que els descensos dels inventaris i els retards de producció poden mantenir el mercat tensionat durant mesos. Són magnituds **globals**, no pèrdues atribuïbles directament a la UE. [10]

El **22 d'octubre del 2026**, la Comissió Europea va confirmar que l'oferta de dièsel i combustible d'aviació continuava tensionada, però **sense una escassetat física generalitzada constatada a Europa**. Una declaració anterior, del 29 de setembre, situava les refineries europees prop de la capacitat màxima i els estocs comercials del hub ARA per sota de la mitjana dels cinc anys previs. Aquestes dues observacions són compatibles: el sistema encara funciona, però disposa de menys marge per respondre ràpidament a una interrupció addicional. [11][12]

La conseqüència pràctica és clara: a diferència de l'encariment del combustible particular, el dièsel es propaga directament a la distribució de béns, la cadena de fred, la collita, el servei d'emergències i les activitats que no poden electrificar-se immediatament. El querosè presenta una cadena de qualitat i distribució separada. La disponibilitat de cru, per tant, no autoritza a donar per segura la disponibilitat de cada destil·lat mitjà.

4.2. Reserves de petroli: protecció i restriccions

La **Directiva 2009/119/CE** exigeix als estats membres mantenir existències d'emergència equivalents a **90 dies de les importacions netes mitjanes diàries o 61 dies del consum interior mitjà diari, el que sigui superior**. Es tracta d'una obligació de còmput normatiu, no d'una promesa que cada benzineria, aeroport o hospital tindrà garantida una autonomia literal de 90 dies. La naturalesa del producte emmagatzemat, els punts de distribució, les qualitats comercials i l'accés logístic importen. [13]

L'alliberament coordinat de reserves pot guanyar temps per reorganitzar rutes i contractes. No pot crear a llarg termini capacitat de refinament absent ni corregir tot sol un desajust entre productes. La resposta efectiva hauria de contemplar tant el cru com els productes refinats i evitar que un alliberament d'estocs només traslladi el coll d'ampolla a terminals o oleoductes.

4.3. Indicadors petroliers mínims per a l'Observatori ICEE

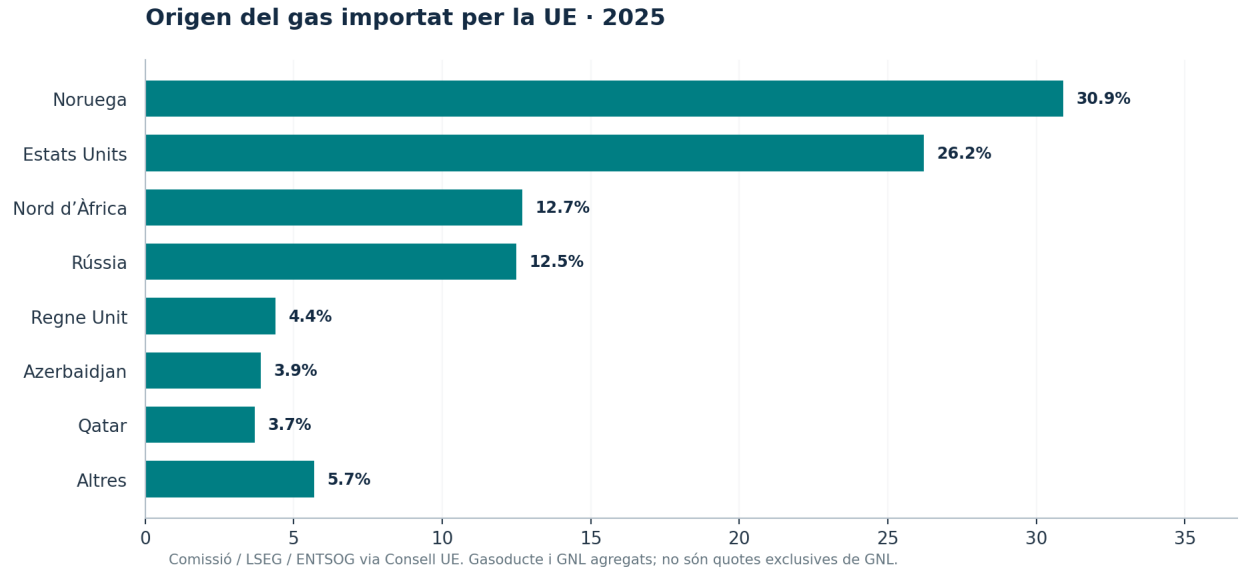
Indicador	Freqüència orientativa	Interpretació i advertiment
Preus del cru i del dièsel majorista	Diària	Mesurar la bretxa entre el producte refinat i el cru
Exportacions globals de gasoil	Mensual	Sèrie AIE; és oferta mundial, no importació UE
Estocs comercials ARA	Setmanal quan disponibles	Foto parcial del hub, no de tota la UE
Producció efectiva de refineries	Mensual	Distingir capacitat nominal, ús i rendiment per producte
Reserves d'emergència per país i categoria	Mensual/trimestral	No traduir directament a dies d'autonomia local
Importacions de destil·lats per origen	Mensual	Identificar país, port, volum i alternatives reals

Límit de les dades disponibles: un inventari harmonitzat de la UE per tipus de destil·lat i capacitat efectiva de lliurament en 7, 30 i 90 dies. Sense aquest inventari, qualsevol afirmació segons la qual el dièsel s'esgotaria en 15 dies seria injustificada.

5. Gas: de la concentració russa a la competència mundial del GNL

La ruptura del model anterior al 2022 ha transformat els canals de subministrament. El canvi no és una simple substitució d'una bandera per una altra: el **gas per gasoducte** depèn de capacitats físiques fixes i de relacions bilaterals; el **GNL** depèn de liquació, vaixells, terminals, regasificació, productes contractuals i disponibilitat mundial. Cadascun presenta riscos operatius i financers propis.

Segons les estadístiques publicades pel Consell de la UE sobre el conjunt de gas importat el 2025, **Noruega** aportava el **30,9%**; els **EUA**, el **26,2%**; el **nord d'Àfrica**, el **12,7%**; i **Rússia**, el **12,5%**. Les dades combinen gasoducte i GNL. No serien comparables amb una quota calculada només a partir de les importacions marítimes. [4]



Proveïdors agregats de gas de la UE el 2025

5.1. Una discrepància estadística que cal conservar, no amagar

El Consell publica per als EUA **75,6 bcm** el 2025 amb dades construïdes per la Comissió a partir de LSEG i ENTSOG. En una altra pàgina, el mateix Consell presenta **82,9 bcm** amb dades de Bruegel. La diferència revela bases estadístiques i tractaments dels fluxos diferents. Aquest informe usa la **sèrie de 75,6 bcm únicament per a la taula agregada de proveïdors**, mentre que per a l'anàlisi del mercat específic de GNL utilitza l'estimació **ACER: 146 bcm de GNL el 2025, dels quals aproximadament el 58% procedia dels EUA**. No es barregen els volums d'ambdues sèries en una mateixa suma. [4][5]

L'agència ACER recull que en l'estiu del 2026 la quota nord-americana va arribar aproximadament al **30% del subministrament total de gas europeu** i la russa es va situar al voltant de l'**11%**. Són percentatges d'un altre interval, enmig de la crisi de l'Orient Mitjà. Convé evitar la lectura que el 30% d'ACER substitueix automàticament el 26,2% anual anterior. [17]

5.2. El nou perfil de concentració

El risc d'una dependència nord-americana del GNL no és idèntic al de les importacions russes per canonada. Una part de les càrregues de GNL és flexible i comercialment redirigible; el mercat té nombrosos venedors i compradors. Però la concentració nord-americana comporta exposició a instal·lacions de liquació, meteorologia extrema a la costa del Golf, regulació d'exportacions, contractes, nòlits, congestions i competència asiàtica.

El GNL no es distribueix automàticament a qualsevol planta industrial europea després de descarregar-lo. Cal capacitat disponible de regasificació, interconnexió, compressió i xarxa interior. Una terminal subutilitzada a l'oest europeu pot coexistir amb un mercat tensionat a l'est si les fronteres tenen límits físics o comercials.

5.3. La retirada del gas rus i la transició reguladora

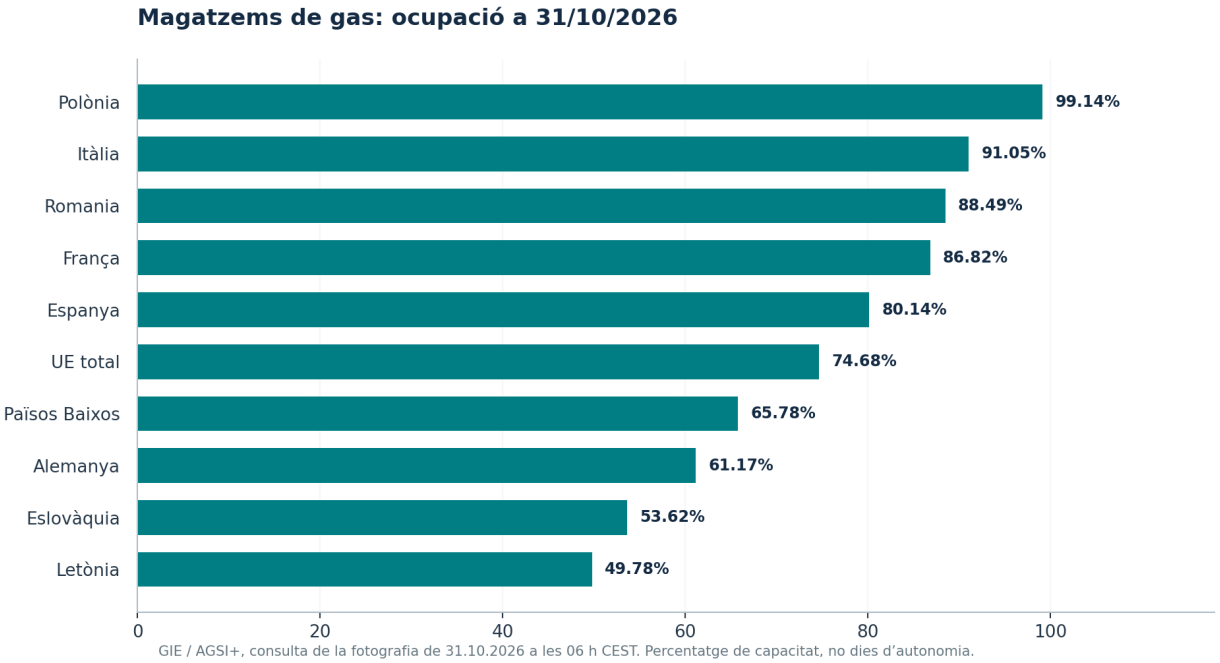
El Reglament **(UE) 2026/261** estableix una retirada gradual de les importacions de gas rus, amb terminis transitoris segons els contractes. El calendari inclou el final de les importacions russes de GNL sota contractes de llarga durada l'**1 de gener del 2027**, i la prohibició dels fluxos de gasoducte sota aquests contractes el **30 de setembre del 2027**, amb una possibilitat de trasllat a l'1 de novembre segons condicions d'emmagatzematge. Aquestes dates són un factor que cal incloure en les perspectives, sense atribuir a la norma una interrupció instantània de tot el gas a l'octubre del 2026. [18]

Interpretació estratègica: diversificar orígens és necessari, però el criteri més exigent és que cap pèrdua d'un proveïdor, ruta o node individual obligui a activar immediatament talls físics en un gran nombre de consumidors.

6. Emmagatzematge de gas: volum, geografia i límits de retirada

6.1. La fotografia del 31 d'octubre del 2026

Gas Infrastructure Europe mostrava, el **31 d'octubre del 2026**, **845,93 TWh** emmagatzemats a les instal·lacions subterrànies de la UE, equivalents al **74,68%** de la seva capacitat. La mitjana agregada amagava diferències significatives: Alemanya estava al **61,17%** amb **151,31 TWh**; Itàlia, al **91,05%** amb **185,22 TWh**; França, al **86,82%** amb **107,55 TWh**; els Països Baixos, al **65,78%** amb **94,75 TWh**; i Espanya, al **80,14%** amb **28,72 TWh**. [6]



Nivells de gas emmagatzemat a 31 d'octubre del 2026

Aquesta fotografia indica una **cobertura d'emmagatzematge inferior a la de molts inicis d'hivern anteriors**, i ACER recorda que el 21 d'octubre la mitjana de la UE, al voltant del 75%, era inferior a la dels nou anys anteriors. No és lícit, però, deduir que el 25% no emmagatzemat es tradueix linealment en dies de consum perduts. [17]

La font GIE mesura el **gas de treball existent** i el percentatge de capacitat corresponent. Per arribar a una estimació d'autonomia caldria conèixer, com a mínim, la demanda futura per país i setmana, la importació diària disponible, la capacitat d'extracció dels magatzems segons el nivell de pressió, l'existència de capacitat transfronterera i la possibilitat real de reduir demanda. Una instal·lació plena no equival a poder retirar tot el gas el mateix dia; tampoc una instal·lació parcialment buida implica impossibilitat immediata de subministrament.

6.2. Quines obligacions legals estableix la UE?

El Reglament **(UE) 2025/1733** manté l'objectiu general d'ompliment del **90%** dels magatzems subjectes a l'obligació europea, però permet assolir-lo **en qualsevol moment entre l'1 d'octubre i l'1 de desembre**. També preveu flexibilitats condicionades per dificultats de mercat o limitacions tècniques. El 31 d'octubre, per tant, no és per si sol la data que determina un incompliment; la situació jurídica s'ha de valorar amb les obligacions i circumstàncies aplicables a cada estat. [7]

A més, la norma s'aplica als **estats membres i a les instal·lacions cobertes per la seva obligació**, no a una mera comparació mecànica entre el percentatge agregat europeu i un número únic. Sense conèixer les condicions estatals, les obligacions aplicables i les possibles excepcions, **no es pot certificar un incompliment legal** a partir de la dada de GIE. Això tampoc no equival a concloure que les reserves siguin confortables: són qüestions diferents.

6.3. Lectura de seguretat física de l'hivern 2026–2027

ENTSOG va publicar el **8 d'octubre** el seu *Winter Supply Outlook 2026/27*. A l'1 d'octubre, les instal·lacions de la UE estaven al voltant del **72%**. El model descriu una infraestructura globalment flexible, amb capacitat de regasificació europea d'aproximadament **1.600 TWh per temporada hivernal**, equivalents a prop de **145 bcm**, que pot ajudar a compensar el menor emmagatzematge. Alhora avisa que el manteniment d'un flux robust de GNL és determinant i que, en escenaris de baixa disponibilitat, els estocs poden acabar l'hivern molt baixos, fent més difícil afrontar una onada de fred tardana i la recàrrega posterior. [8]

La Comissió Europea va recollir aquestes conclusions: el sistema no era considerat en col·lapse el 8 d'octubre, però requeria seguiment continu de temperatura, fluxos i emmagatzematge. La conclusió de l'ICEE ha de ser **resiliència condicionada**, no tranquil·litat absoluta ni alarma automàtica. [8]

6.4. Matriu de seguiment del gas a l'hivern

Senyal	Lectura correcta	Possible resposta
TWh totals en emmagatzematge	Existència física agregada, amb distribució desigual	Monitorar per país i zona de mercat
Retirada neta setmanal	Velocitat efectiva d'ús d'estocs	Comparar amb meteorologia i importacions
GNL que arriba i descarrega	Oferta marítima real, no només capacitat de terminal	Diversificar i reprogramar càrregues
Capacitat de retirada dels magatzems	Potència de lliurament que baixa amb pressions	Vigilar límits abans de l'estoc teòric zero
Punts d'interconnexió congestionats	Restricció local encara que hi hagi gas a la UE	Activar fluxos alternatius i solidaritat
Demanda dels clients protegits	Límits polítics i legals de reducció de consum	Priorització conforme a normativa

Com s'ha de llegir: un percentatge per si sol no és un semàfor. La tendència setmanal, la demanda futura i l'accés a noves càrregues poden canviar radicalment el significat de la mateixa fotografia.

7. El coll d'ampolla físic: xarxes de gas i el cas ibèric

L'espai de mercat únic necessita xarxes físicament connectades. Una terminal de regasificació ofereix **capacitat potencial de recepció**; només les connexions efectives, la xarxa interna i la pressió permeten convertir-la en subministrament disponible a un consumidor concret. Les restriccions de transport apareixen quan la demanda que vol travessar una frontera supera la capacitat tècnica, contractada o comercial del punt.

7.1. Quant es pot moure entre Espanya i França?

Enagás publica per al **VIP Pirineos** (punt virtual d'interconnexió que agrupa les connexions d'Irun/Biriatou i Larrau), una capacitat tècnica de referència de **225 GWh/dia** per a l'exportació i també de **225 GWh/dia** per a la importació des de la banda espanyola. La documentació tècnica també assenyala que la disponibilitat real a la banda francesa depèn del sentit, del període hivernal o estival i de capacitats fermes o interrompibles: no s'ha de donar per garantit el mateix valor simètric en qualsevol operació. [19]

Càlcul ICEE. 225 GWh/dia multiplicats per 365 equivalen a **82,1 TWh per any**, que amb una equivalència aproximada de **10,6 TWh/bcm** representarien uns **7,7 bcm/any** si el punt pogués mantenir la capacitat constantment i la resta de la xarxa ho permetés. És un **màxim teòric anualitzat**, no un registre d'exportacions reals ni una garantia de capacitat ferma contínua.

Això explica la limitació ibèrica: una descàrrega addicional de GNL a Barcelona, Sagunt, Bilbao, Huelva, Cartagena o Mugardos no pot transformar-se automàticament en el mateix volum addicional lliurat a Alemanya. La situació canvia si existeixen rutes alternatives a través de terminals del nord d'Europa, però també dependran de vaixells, places de descàrrega i gasoductes interiors.

7.2. Reexpedir GNL des dels ports ibèrics

Una alternativa parcial al transport per gasoducte és la **recàrrega de GNL en vaixells** perquè el combustible arribi a altres terminals europees. El gas que continua emmagatzemat en estat líquid es pot carregar directament, sense necessitat de tornar-lo a liquar. Aquest circuit comporta, tanmateix, costos de manipulació portuària, ocupació de terminal, evaporació (*boil-off*), combustible, noli i disponibilitat de vaixells. El temps de cada operació depèn de la ruta i de la capacitat portuària; no existeix un termini universal aplicable a tota la flota.

7.3. El problema transcendeix els Pirineus

Les interconnexions importen igualment entre Itàlia i els Alps, dins dels països de l'Europa central i oriental, o entre terminals del Bàltic i mercats interiors. És possible que l'oferta agregada europea sigui suficient, mentre que un país concret necessiti una reducció de demanda per manca de capacitat de transport. Per això, el concepte de «la UE té gas suficient» és menys informatiu que una anàlisi de **regions, rutes, simultaneïtat de pics i funció de xarxa**.

Per a una simulació quantitativa que superi aquest primer informe caldria recórrer als escenaris ENTSOG i a les sèries físiques de l'European Network of Transmission System Operators for Gas, no limitar-se a dividir magatzems totals per consum europeu anual.

8. Electricitat: menys combustibles no significa menys xarxa

Eurostat situa les renovables en el **47,3% de l'electricitat generada a la UE el 2025**, davant el 47,2% del 2024. Entre les fonts renovables de 2025, el vent representava el 37,5%, la solar el 27,5% i la hidràulica el 25,9%. Aquestes proporcions internes s'han de distingir de la quota renovable sobre **tota** l'electricitat. [9]

La major proporció renovable redueix la combustió de gas i carbó en moltes hores, però no elimina els períodes de demanda alta i baixa producció eòlica o solar. Un sistema resistent requereix **capacitat disponible quan cal**, que pot provenir d'interconnexions, centrals gestionables, emmagatzematge, gestió flexible de la demanda i, allà on existeixi, hidràulica reversible.

8.1. El preu marginal del gas

En els mercats majoristes europeus, la generació s'ordena per ofertes i, en nombroses hores, l'última unitat necessària determina el preu del mercat de la zona. El gas pot marcar aquest preu tot i no ser la font majoritària de la generació anual. Segons la Comissió, el gas aportava aproximadament un **17,6% de la generació elèctrica el 2025**, però els combustibles fòssils determinaven el preu en prop del **50% de les hores**, des d'aproximadament un 70% el 2020. És una estimació de mercat, no una regla vàlida per a qualsevol zona i hora. [20]

Per tant, és correcte afirmar que l'augment del preu del gas **pot** transmetre's a l'electricitat, però incorrecte afirmar que sempre la determina o que els consumidors paguen sempre el preu majorista instantani. Contractes a termini, regulació, impostos, xarxes i tarifes modulen la factura final.

8.2. Tres vulnerabilitats de la transició elèctrica

Adequació: hi ha prou potència ferma o flexible per cobrir els pics i els períodes de baixa producció renovable? **Transport:** poden arribar els MWh a les zones consumidores sense congestions? **Operació:** hi ha recursos de control de freqüència, tensió, reserva i resposta ràpida davant incidències? El desenvolupament renovable exigeix respondre les tres preguntes. L'AIE remarca que la manca de xarxa ja és un coll d'ampolla important per connectar generació i demanda a escala mundial. [21]

La substitució de gas per electricitat pot reduir importacions i emissions en el conjunt de l'any, però desplaça risc cap a transformadors, bateries, cables, centres de control, meteorologia i cadenes de fabricació. No és una objecció a l'electrificació; és una advertència que la inversió en **xarxa i flexibilitat** és part inseparable de la seguretat energètica.

9. Energia nuclear: la cadena de subministrament completa

Una central nuclear produeix energia en territori europeu amb consum de combustible relativament petit en volum, fet que facilita l'existència d'inventaris. Tanmateix, la seguretat de subministrament nuclear està integrada per **mineria → concentració → conversió → enriquiment → fabricació d'elements combustibles → llicència i operació del reactor**. El risc i el temps de substitució són diferents a cada etapa.

9.1. Mineria: orígens dels lliuraments del 2025

Segons l'Agència de Subministrament d'Euratom, el 2025 els principals orígens de l'urani natural lliurat als operadors de la UE van ser **Canadà (36,68%)**, **Kazakhstan (20,31%)**, **Rússia (15,98%)**, **Uzbekistan (10,37%)**, **Austràlia (9,39%)** i **Namíbia (5,74%)**. El Níger, històricament rellevant, només representava el **0,23%** dels lliuraments del 2025, amb una caiguda interanual del **97,14%**. No s'han de confondre quotes històriques i quotes actuals. [14]

La desaparició gairebé completa del Níger de la sèrie europea constitueix una dada geopolítica que mereix anàlisi pròpia: el risc no és només quin país té reserves geològiques, sinó quines quantitats poden sortir realment, amb quines autoritzacions, operadors i vies logístiques.

9.2. Conversió i enriquiment: les dependències industrials

(Les quotes de conversió i enriquiment es mostren als gràfics C.2 i D.3 de l'annex D.) Euratom publica que el 2025 **Rosatom** prestava el **24,40%** dels serveis de conversió lliurats a la UE i que el **22,55%** dels serveis d'enriquiment, calculats en tSW, provenia de **Rússia**. En canvi, els

proveïdors de la UE representaven el **72,91%** de l'enriquiment de la sèrie. Les dues quotes corresponen a serveis industrials diferents i fan visible la persistència d'una dependència que no s'identifica observant només els països miners. [14]

Les quotes mineres, de conversió i d'enriquiment **no es poden sumar**: tenen denominadors, unitats i cadenes contractuals diferents. Una dependència baixa a la primera etapa pot coexistir amb una alta en la següent. Per això qualsevol política de diversificació ha de cobrir els serveis industrials específics, no únicament l'extracció d'urani.

9.3. Reactors VVER i homologació de combustible

Els reactors VVER instal·lats en diversos països de l'Europa oriental han constituït històricament un cas especial per la dependència de dissenys i combustible de proveïdors russos, entre els quals TVEL. Euratom documenta esforços de diversificació, contractació, disseny i homologació de combustible alternatiu. Canviar de proveïdor no consisteix a lliurar una barra d'urani diferent: els nous conjunts han de complir requisits tècnics i d'autorització nuclear. [14]

Lectura estratègica: la nuclear pot aportar estabilitat de generació i capacitat d'emmagatzemar combustible, però no equival a una autonomia industrial absoluta. La fortalesa que cal mesurar és la disponibilitat de peces i combustible **homologats per als reactors concrets** durant diversos cicles.

10. Geopolítica de les rutes energètiques: Ormuz, mar Roig i Atlàntic

L'anàlisi ha d'incorporar un fet temporal fonamental: **la guerra i les interrupcions a l'Orient Mitjà ja han afectat els mercats energètics el 2026**. No seria correcte plantejar un «tancament d'Ormuz» com si no hagués existit cap alteració prèvia de la ruta. L'AIE descriu una recuperació parcial del trànsit petrolier al setembre del 2026 i nous riscos de seguretat a l'octubre, mentre ACER explica les tensions del mercat europeu de GNL durant l'estiu. Els escenaris de la secció 12 són **proves addicionals o contrafactuals basades en fluxos del 2025**, no descripcions del flux real a l'1 de novembre del 2026. [10][17][22]

10.1. Ormuz: gran importància global, exposició europea directa més limitada

Segons la fitxa de l'AIE de febrer del 2026, durant el 2025 travessaven Ormuz de mitjana uns **20 mb/d de cru i productes petroliers**, prop del **25% del comerç mundial marítim de petroli**. Les rutes alternatives de cru a través de l'Aràbia Saudita i els Emirats disposaven de capacitat limitada de desviament. Aquesta concentració fa de l'estret un punt crític, encara que la major part del petroli que el travessa es dirigeixi a Àsia. [22]

En el GNL, la mateixa AIE calcula un trànsit superior als **112 bcm el 2025**, al voltant del **20% del comerç mundial de GNL**. Però el gas que arriba directament a Europa per aquesta ruta representava només al voltant del **7% de les seves entrades anuals de GNL**. És essencial separar el **xoc físic directe europeu** del **xoc mundial de preus i competència** sobre totes les càrregues disponibles. [22]

La diferència és crucial: un tall gairebé total de GNL de l'Orient Mitjà pot forçar compradors asiàtics a competir pels mateixos vaixells que vol contractar Europa. Per això, un percentatge relativament petit d'importacions directes no significa efectes econòmics petits. Tampoc autoritza, però, a fixar unilateralment un preu TTF superior a 150 €/MWh com a resultat inevitable.

10.2. Bab el-Mandeb, Suez i el mar Roig

Les alteracions de seguretat al mar Roig poden obligar a desviar càrregues pel cap de Bona Esperança, allargant rutes i fent créixer nòlits, assegurances i necessitats de flota. Els temps concrets depenen de l'origen i la destinació, del tipus de vaixell, del port alternatiu i de l'estat de la ruta; no s'ha d'aplicar una xifra única a totes les importacions europees.

Un augment de trajecte té dos efectes diferents: **retard d'una càrrega concreta** i **reducció de la capacitat anual efectiva d'una mateixa flota**, perquè cada vaixell fa menys viatges. Aquest segon efecte pot sostenir pressió sobre els preus fins i tot quan no s'ha destruït una tona de producte.

10.3. Atlàntic nord, mar del Nord i Mediterrani

El pes més gran del GNL nord-americà converteix les terminals i les rutes atlàntiques en nodes importants per a la UE. Noruega conserva el primer lloc entre els proveïdors agregats de gas per canonada i GNL, i el nord d'Àfrica aporta fluxos rellevants cap al sud europeu. L'exposició també inclou punts de compressió, línies submarines, operadors i interconnexions que poden produir efectes regionals desproporcionats respecte del volum perdut.

Criteri d'anàlisi: per a cada ruta cal identificar volum, origen, terminal receptora, mercat de destí, alternatives i temps de recuperació. No totes les rutes són intercanviables, ni tots els riscos comporten la mateixa probabilitat d'una interrupció efectiva.

11. Transmissió del xoc a la indústria i a la vida quotidiana

Una crisi energètica no sempre produeix primer un tall físic. Pot començar amb un **augment del preu marginal**, continuar amb menor producció i acabar en encariment dels béns finals. Eurostat calcula que la indústria europea va consumir **8.835 PJ d'energia final el 2024**:

l'electricitat representava el **33,3%** i el gas natural el **31,9%**. Això il·lustra per què un xoc combinat de gas i electricitat es pot transmetre de manera extensa al sector productiu (vegeu el gràfic C.4). [23]

11.1. Cadenes de transmissió

Origen del xoc	Primer sector	Efecte de segona ronda	Risc de tercera ronda
Gas car	Amoníac, fertilitzants i química	Cost de fertilització i compostos industrials	Aliments i preus industrials
Dièsel car o escàs	Transport, collita i maquinària	Cost logístic i distribució refrigerada	Preus de productes bàsics
Electricitat cara o no disponible	Metalls, paper, vidre i serveis digitals	Reducció de producció i comandes	Substitució per importacions
Fuel d'aviació tensionat	Companyies aèries i càrrega urgent	Tarifes i connexions restringides	Turisme i cadenes de subministrament
Congestió de xarxa	Àrees industrials concretes	Restriccions de potència	Inversió ajornada
Fallada de subministrament energètic a sistemes crítics	Aigua, telecomunicacions i hospitals	Consum dels generadors d'emergència	Resposta pública més exigent

Aquest quadre representa **mecanismes causals possibles**, no una predicció que totes les conseqüències es produiran ni una estimació del seu cost. El percentatge d'energia sobre el cost de producció pot variar enormement per subsector i tecnologia; cap valor universal de «cost energètic industrial» no seria defensable.

11.2. Què ens diu la reducció del consum industrial?

Les estadístiques europees indiquen una reducció del consum energètic industrial en el llarg termini i canvis en la composició productiva. La Comissió Europea atribueix part de la reducció a eficiència i canvis tecnològics, però també a la pèrdua d'activitat o a reestructuracions en sectors intensius. Així, una caiguda del consum de gas no sempre és positiva si es deu a la desaparició d'una producció estratègica. [23][24]

Per a la resiliència industrial cal monitorar **tones produïdes, valor afegit, ocupació, intensitat energètica i preus relatius**, no només TWh consumits. És preferible que una planta produeixi igual amb menys energia que no pas presentar com a èxit estadístic el tancament de la mateixa planta.

11.3. El cas de Catalunya i Espanya

Espanya disposa d'importants terminals marítimes de GNL, bon potencial de generació renovable i una gran demanda de combustibles líquids en transport i logística. Catalunya reuneix infraestructures portuàries, indústria química al Camp de Tarragona, logística metropolitana i un sistema elèctric i gasista interconnectat amb la resta de la península. L'impacte d'una crisi dependria de l'accés real a carburants i gas, de les condicions contractuals i de les decisions operatives dels gestors.

És especialment útil estudiar per separat **l'agroindústria, la química, la mobilitat de mercaderies i els serveis de manteniment crític**. Sense dades provincials de consum, estocs i accessos ferroviaris o portuaris no seria rigorós afirmar un nombre concret de dies fins a la interrupció de cada activitat. Aquest és un mòdul específic de recerca pendent per a l'ICEE.

12. Proves d'estrès: què podem calcular amb rigor?

12.1. Abast i límits dels exercicis

Una prova d'estrès ha d'explicitar **què es perd, durant quant de temps, què es pot substituir i quina part recau sobre demanda o reserves**. L'ICEE presenta dos càlculs de flux brut exposat i dos escenaris compostos qualitatius. Els volums dels dos primers es poden reproduir amb una calculadora; els dos últims requereixen models horaris i dades de distribució no disponibles aquí. En cap cas els valors mecànics equivalen a un pronòstic del mercat.

Convencions de càlcul. El gràfic C.5 de l'annex presenta els fluxos bruts exposats. Un **bcm** és mil milions de metres cúbics de gas; un **TWh** és una quantitat d'energia i un **GWh/dia** expressa un flux diari. Es pren l'any de 365 dies, una conversió indicativa de **1 bcm ≈ 10,6 TWh** —valor que depèn del poder calorífic del gas i de la convenció estadística— i una referència històrica de fluxos del **2025**. Les variacions reals de 2026 fan que aquests càlculs siguin **exercicis de comparació estructural**, no estimacions dels volums interromputs realment a la data de publicació.

12.2. Escenari A. Interrupció parcial del GNL nord-americà

Base verificable: ACER estima **146 bcm de GNL importat per la UE el 2025**, un **58%** dels quals d'origen nord-americà. Això dona, per multiplicació, uns **84,68 bcm anuals** d'exposició al proveïdor nord-americà en la seva sèrie. No és el volum de **75,6 bcm** d'una altra sèrie agregada del Consell, i les dues bases no s'han de combinar. [4][5]

Càlcul utilitzat: `flux brut exposat (bcm) = 146 × 0,58 × (dies / 365) × fracció interrompuda`. La fórmula suposa flux uniformement distribuït durant l'any i no representa el perfil de càrregues diàries. Tampoc diferencia contractes desviables, terminals o molècules ja en trànsit.

Interrupció total il·lustrativa	Volum brut exposat	Energia equivalent aproximada	Què significa
7 dies	1,62 bcm	17,2 TWh	Flux històric, abans de qualsevol compensació
30 dies	6,96 bcm	73,8 TWh	No és una retirada automàtica de magatzems
60 dies	13,92 bcm	147,5 TWh	Sense model de substitució per altres orígens
90 dies	20,88 bcm	221,3 TWh	Exposició acumulada mecànica

Interrupció total il·lustrativa	Volum brut exposat	Energia equivalent aproximada	Què significa
180 dies	41,76 bcm	442,7 TWh	Exercici extrem de durada, no previsió

Si, **en una hipòtesi explícita**, la meitat del volum brut perdut es pogués substituir per nous orígens o per reduccions no destructives de consum, el desequilibri residual del cas de 30 dies seria d'uns **3,48 bcm** en lloc de 6,96 bcm. Si la compensació fos del 25%, serien 5,22 bcm. La compensació és un **supòsit del model**, no un resultat acreditat per ACER.

Els instruments possibles són nous vaixells de GNL, més importacions per canonada si existeix capacitat, reducció de demanda elèctrica de gas, combustibles substitutius i retirada d'estocs. La quantitat real activable depèn dels preus i dels límits físics. És aquí on les sèries d'ENTSOG i GIE s'han d'introduir en una segona fase de modelització.

12.3. Escenari B. Alteració del GNL a l'estret d'Ormuz

Base 2025 de l'AIE: uns **112 bcm anuals** de GNL travessaven Ormuz, prop del **20% del comerç mundial marítim de GNL**. El volum lliurat directament a Europa per aquesta ruta representava aproximadament el **7% de les importacions europees de GNL**. La major part de les càrregues del Golf es dirigia a Àsia. [22]

Durada contrafactual d'interrupció total	GNL global històric exposat	Flux directe històric cap a UE exposat*	Advertiment
7 dies	2,15 bcm	0,20 bcm	Efecte de competència global no quantificat
30 dies	9,21 bcm	0,84 bcm	No és una estimació de la situació efectiva de 2026
60 dies	18,41 bcm	1,68 bcm	Dependència de l'oferta alternativa mundial
90 dies	27,62 bcm	2,52 bcm	La demanda asiàtica pot amplificar el preu europeu
180 dies	55,23 bcm	5,04 bcm	Hipòtesi extremament prolongada

*El flux europeu directe s'aproxima com el 7% de 146 bcm anuals de GNL de la UE; combina dues fonts diferents d'una manera **expressament il·lustrativa** per obtenir una escala, no una mesura observada de càrregues del Golf arribades a Europa. No s'ha fet servir per estimar un dèficit efectiu.*

La relació entre la pèrdua d'uns 9,2 bcm globals en 30 dies i l'impacte europeu real **no és lineal**: els preus transmeten la competència per un mercat mundial més petit, i poden reorientar volums des d'unes regions a unes altres. La resposta de preus depèn d'elasticitats de demanda, estocs, estacionalitat, flota i producció alternativa. No hi ha justificació científica per escriure «el TTF superarà 150 €/MWh» sense estimar aquestes variables.

Context de 2026. La guerra al Golf ja ha produït interrupcions substancials, de manera que un escenari nou hauria d'examinar una **recaiguda o un bloqueig addicional** respecte dels fluxos efectius recents, no una interrupció imaginada des de la normalitat de 2025. ACER

estima per a l'estiu del 2026 un augment de **18.000–33.000 milions d'euros** de la factura europea d'importació de gas associat a la crisi, per una mateixa quantitat importada; aquesta sí que és una estimació publicada, però no es pot extrapolar proporcionalment a futurs mesos. [17]

12.4. Escenari C. Hivern fred i menor disponibilitat de GNL

Supòsit: la demanda setmanal de calefacció i electricitat supera la situació de referència al mateix temps que algunes càrregues de GNL es retarden i els magatzems baixen més ràpid. El model necessari hauria de resoldre cada setmana el balanç `producció interna + gasoductes + GNL + retirada de magatzems - demanda - injeccions - exportacions = variació de flux o dèficit`.

La mateixa quantitat de gas estocat pot donar resultats diferents segons la meteorologia, el punt d'interconnexió i els límits de retirada. ENTSOG recorda que les existències van cobrir prop del **26% de la demanda de gas de l'hivern 2025–2026**; aquesta dada observada sobre un hivern concret no permet convertir el 74,68% de capacitat del 2026 en «45 dies de gas». [8]

Horitzó	Què s'ha de provar	Senyal de deteriorament	Dada indispensable
7 dies	Resistència a una setmana freda i incident de terminal	Augment simultani de retirades i preus	Demanda per hora, GNL programat, potència de retirada
30 dies	Combinació de fred persistent i menys càrregues	Volum de reposició inferior a retirades	Fluxos físics per punt, condicions contractuals
90 dies	Final de temporada freda amb estocs baixos	Concentració dels riscos territorials	Model de xarxa ENTSOG per país i corredor
180 dies	Recàrrega posterior a un hivern tens	Marges de compra i injecció deteriorats	Calendari de càrregues, preus d'estiu/hivern

Resultat possible, no automàtic: sota condicions especialment adverses alguns usuaris industrials no protegits podrien haver de reduir demanda, mentre es dona prioritat als clients protegits segons normativa. La Comissió i ENTSOG, a l'octubre del 2026, no afirmaven que aquest fos el resultat inevitable del cas central d'hivern. [8]

12.5. Escenari D. Xoc simultani de gas, dièsel i xarxa elèctrica

Supòsit extrem: una recrudescència marítima encareix gasoil i GNL, mentre una restricció de xarxa impedeix distribuir part de l'energia disponible a una gran zona industrial. És una prova de riscos acumulatius, no una predicció d'un esdeveniment concret.

Els **efectes poden multiplicar-se**: els generadors elèctrics d'emergència consumeixen carburants, el transport alternatiu de mercaderies exigeix dièsel, l'activitat de refinament necessita electricitat i les plantes químiques poden veure augmentar simultàniament els costos de gas i d'electricitat. Les companyies podrien reduir producció per inviabilitat

econòmica abans d'un tall físic. Si els sistemes públics de distribució i priorització funcionen, les conseqüències podrien quedar concentrades en alguns sectors; si diversos colls d'ampolla coincideixen, serien més extensives.

Límit de l'informe: no hi ha dades públiques homogènies suficients aquí per calcular una pèrdua única de PIB, dies de subministrament de dièsel o nombre de fàbriques que s'aturarien. **No es publiquen aquestes xifres** com si fossin resultats. Una modelització completa hauria d'enllaçar el flux físic per combustible, l'operació elèctrica, el consum horari sectorial i una taula input-output industrial.

12.6. Interpretació comuna als quatre casos

Els casos A i B proporcionen **volums bruts de flux exposat**. Els casos C i D identifiquen **mecanismes de tensió i dependències creuades**. En cap cas s'ha calculat un preu de TTF, un nombre de dies sense carburant o una probabilitat de fallida d'un país. Aquesta limitació no resta utilitat al document: delimita amb precisió què sap l'ICEE i què necessitaria per passar d'una prova de sensibilitat a una predicció defensable.

13. Prioritats estratègiques i capacitat de resposta

El resultat de l'anàlisi no és una elecció binària entre combustibles fòssils i renovables, sinó una cartera de mesures capaç de reduir tant la dependència com la **conseqüència pràctica d'una interrupció**. Les recomanacions següents són d'abast estratègic i s'haurien de sotmetre a estudis de cost, impacte ambiental i viabilitat reguladora abans de convertir-les en projectes d'inversió.

13.1. Protegir els combustibles líquids crítics

Elaborar un inventari harmonitzat de cru, gasoil, querosè i altres destil·lats, separat per país i producte. Revisar la capacitat de refinament en termes de **sortida real de productes**, no només d'entrada de cru. Comprovar si la logística podria fer arribar combustibles d'emergència a ports, hospitals, cadenes alimentàries i serveis essencials sota una disrupció simultània de carreteres, ferrocarril o electricitat.

13.2. Diversificar proveïdors i punts d'entrada del gas

La prioritat no és només signar contractes amb més països. Cal diversificar **ports, terminals, opcions contractuals, gasoductes, interconnexions i recursos de flexibilitat de demanda**. Les noves dependències dels EUA han de ser estudiades per concentració comercial i possibilitats de substitució, sense assimilar-les mecànicament als riscos polítics i físics del gasoducte rus.

13.3. Integrar xarxes i flexibilitat elèctrica

L'expansió renovable pot disminuir combustible importat, però ha d'anar acompanyada de xarxes dimensionades, recursos de reserva, emmagatzematge i capacitat de resposta de la demanda. L'indicador estratègic clau no és només el percentatge anual de renovables: és la **cobertura de la demanda en les hores difícils** i la capacitat de recuperar el servei després d'una incidència.

13.4. Diversificar el cicle nuclear, no només l'origen miner

Revisar contractes de conversió, enriquiment i fabricació i establir plans de qualificació de proveïdors alternatius per a dissenys particulars de reactor, especialment VVER. Mantenir inventaris amb calendari de reposició i distingir riscos immediats de riscos a diversos cicles de combustible.

13.5. Evitar polítiques que confonguin reducció de demanda i pèrdua industrial

Avaluar l'estalvi energètic juntament amb producció, valor afegit i ocupació. Potenciar l'eficiència en calor industrial, edificis i logística i considerar mecanismes temporals de protecció dels usuaris vulnerables. La reducció del consum causada per una planta que deixa de produir no constitueix el mateix guany de seguretat que l'eficiència que preserva la planta.

13.6. Millorar la coordinació i la transparència

En situacions de mercat tens, publicar dades comparables de fluxos, estocs, preus i incidències ajuda a evitar decisions basades en rumors. Cal definir les regles de comunicació: **què s'ha observat, quan, amb quina font i què no es pot concloure**. Un llindar aïllat de percentatge no ha de convertir-se automàticament en una alerta general.

14. Proposta d'Observatori ICEE de dependències energètiques

L'Observatori hauria de ser una extensió digital actualitzable de l'informe i no un panell de titulars sense metodologia. Per a cada variable cal un identificador estable, font institucional, data de publicació, unitat, cobertura territorial, notes sobre revisions i responsable de manteniment.

Panell	Dades mínimes	Periodicitat suggerida	Fonts prioritàries
Dependència estructural	Importacions netes i mix per producte i país	Anual	Eurostat
Gas en temps gairebé real	TWh i % en magatzems, retirades/injeccions	Diària	GIE AGSI+
Gas comercial	Orígens, GNL, fluxos i preus majoristes	Setmanal/mensual	ACER, Comissió, ENTSOG

Panell	Dades mínimes	Periodicitat suggerida	Fonts prioritàries
Dièsel i petroli	Cru, destil·lats, estocs, marge i productes	Setmanal/mensual	AIE, Comissió, Eurostat
Electricitat	Mix, preus horaris, congestions i recursos flexibles	Horària/mensual	ENTSO-E, Eurostat, ACER
Nuclear	Urani, conversió, enriquiment i fabricants	Anual	Euratom Supply Agency
Impacte econòmic	Consum energètic i producció de sectors crítics	Mensual/trimestral	Eurostat i estadístiques sectorials

El producte hauria d'oferir tres lectures simultànies: **valor actual**, **comparació històrica** i **possible interpretació estratègica**, amb advertiments. Per exemple: «dipòsits al 74,68%» és una dada; «inferiors a la mitjana recent» és una comparació; «això implica un tall de gas a la indústria al gener» és una projecció que exigeix model i no es pot derivar directament de les dues primeres.

14.1. Agenda quantitativa 2027

L'ICEE pot transformar les proves d'aquest document en un model més exigent incorporant: sèries diàries de fluxos per origen; capacitat màxima de sortida dels magatzems en funció de l'estat; restriccions ENTSOG per zona i frontera; consum de gas per temperatura i sector; importacions de dièsel per producte i port; estocs comercials efectivament accessibles; i un model elèctric horari per zones de preu. Un model d'aquesta mena permetria comparar **escenaris de 7, 30, 90 i 180 dies** sense inventar magnituds.

Les prioritats de verificació són: **(1)** inventari físic de destil·lats mitjans; **(2)** anàlisi de capacitat real de transvasament gasista; **(3)** elasticitat de demanda industrial per país; **(4)** qualitat i disponibilitat dels elements combustibles nuclears alternatius; i **(5)** interdependències territorials d'energia, aigua, telecomunicacions i alimentació.

15. Conclusions

1. L'autonomia energètica completa no és avui una descripció realista de la UE. La taxa global de dependència es manté elevada i les necessitats de petroli i gas són especialment fortes. Una major generació renovable pot reduir l'exposició, però no transforma immediatament el transport pesant, l'aviació o la indústria química.

2. L'experiència de 2026 demostra que la disponibilitat física i el cost són riscos diferenciats. La Comissió no constatava escassetat generalitzada de dièsel a finals d'octubre, però el mercat de destil·lats es trobava sota tensió i l'AIE advertia d'estocs minvants. Una oferta «suficient» pot ser econòmicament costosa i provocar reduccions de producció.

3. La diversificació del gas respecte de Rússia ha proporcionat alternatives, però ha augmentat l'exposició a cadenes globals de GNL. La capacitat de recepció de terminals és una condició necessària, no una garantia de transport fins a cada indústria o municipi.

4. El nivell del 74,68% d'ocupació europea dels magatzems de gas a 31 d'octubre no autoritza ni a parlar d'un incompliment legal automàtic ni a minimitzar la situació. Els estocs són inferiors als habituals, amb disparitats territorials i exigència de mantenir fluxos suficients durant l'hivern.

5. El risc nuclear requereix seguir conversió, enriquiment i fabricants homologats, no només els països extractors d'urani. Les dades d'Euratom documenten percentatges russos encara rellevants en etapes industrials del cicle.

6. Ormuz és un accelerador global de riscos energètics. La quota europea directa de GNL transitat per l'estret era aproximadament del 7% el 2025, però l'impacte dels preus es pot transmetre mundialment per competència amb Àsia. Confondre flux directe i xoc global produeix diagnòstics exagerats o incomplets.

7. La vulnerabilitat final és territorial i sectorial. A Europa poden coexistir gas abundant en una terminal, una frontera congestionada, una refineria de rendiment inadequat i un usuari industrial amb un cost de producció insostenible. La resistència no es mesura només en bcm o TWh, sinó en la capacitat de mantenir serveis útils i producció essencial.

Resposta a la pregunta rectora. Amb la informació contrastada fins al **1 de novembre del 2026**, Europa sembla disposar d'instruments per resistir moltes interrupcions parcials, però no es pot demostrar una resistència generalitzada i indefinida davant una crisi simultània greu de gas, petroli refinat i xarxes. El risc prioritari és una combinació de **preus alts, colls d'ampolla regionals i reducció de capacitat industrial**, abans que un tall uniforme i instantani del subministrament a tota la població. La defensa tècnica d'aquesta conclusió exigeix continuar incorporant dades de flux, logística i demanda sectorial.

Annex A. Glossari per interpretar les dades

Dependència energètica neta. Indicador d'Eurostat que relaciona importacions menys exportacions amb energia bruta disponible. És una mesura estructural; no calcula la probabilitat d'un tall.

Energia bruta disponible. Quantitat d'energia disponible en una economia abans de les transformacions i els usos finals. Inclou l'energia necessària per produir electricitat.

Consum energètic final. Energia que utilitzen efectivament els consumidors finals, com el transport, els habitatges o la indústria; no és sinònim de generació elèctrica.

GNL (gas natural liquat). Gas refredat fins a passar a estat líquid per transportar-lo per mar i retornar-lo després a estat gasós en una terminal de regasificació.

bcm. Mil milions de metres cúbics de gas. La conversió a TWh depèn del poder calorífic emprat i no és universal.

TWh / GWh. Unitats d'energia (un TWh equival a mil GWh). Quan s'indica GWh/dia, es descriu un flux diari i no un estoc.

Gas de treball emmagatzemat. Part del gas existent en una instal·lació subterrània que es considera disponible per a operacions d'injecció i retirada, subjecta a límits tècnics.

Capacitat tècnica i capacitat ferma. La primera és una possibilitat física nominal sota condicions definides; la segona és una capacitat de transport contractable sense les mateixes condicions d'interrupció que una capacitat interrompible.

Destil·lats mitjans. Productes de refineria com el gasoil i el querosè. Les quantitats produïdes depenen de la configuració de cada refineria i de la qualitat del cru.

Conversió i enriquiment de l'urani. Etapes industrials diferents del cicle del combustible nuclear. La conversió transforma el material químicament; l'enriquiment modifica la proporció isotòpica per als tipus de reactor que ho requereixen.

Capacitat de resposta. Quantitat de recurs i serveis energètics que es poden mantenir o recuperar sota un xoc concret, tenint en compte proveïdors, xarxes, estocs, temps i substitucions.

Prova d'estrès. Exercici que aplica un xoc definit a un sistema per estudiar-ne els límits. No constitueix, per si sol, una predicció de què passarà ni de quan passarà.

Annex B. Reproducció dels càlculs de flux exposat

Aclariment. B.1 mesura la interrupció hipotètica de fluxos nord-americans cap a la UE; B.2 és una interrupció contrafactual de trànsit global per Ormuz. Comparar-los directament no té sentit sense harmonitzar els mercats de destí i les compensacions. Ambdós càlculs parteixen de dades anuals de 2025, no de volums realment interromputs el novembre de 2026.

B.1. GNL nord-americà: escenari A

`146 bcm/any × 0,58 = 84,68 bcm/any` de GNL nord-americà segons les dades de mercat d'ACER del 2025. Per a una durada arbitrària **d** en dies: `84,68 × d / 365 = bcm teòricament exposats`.

Exemple de 30 dies: `84,68 × 30 / 365 = 6,960 bcm`. Energia equivalent aproximada: `6,960 × 10,6 = 73,78 TWh`. Amb compensació hipotètica del 50%: `6,960 × 0,50 = 3,480 bcm` de desequilibri residual. La capacitat d'assolir aquesta compensació no s'ha estimat.

B.2. Ormuz: escenari B

`112 bcm/any × d / 365` aproxima el **flux global històric** de GNL que travessava Ormuz el 2025, si s'interrompés íntegrament un període homogeni. Exemple 30 dies: `112 × 30 / 365 = 9,205 bcm`. La magnitud **europea directa indicativa**: `146 bcm × 0,07 × d / 365`; per 30 dies, `0,840 bcm`. Aquesta segona fórmula combina dos percentatges globals d'àmbit estadístic diferent i s'utilitza només per donar escala, no com a dada observada ni previsió.

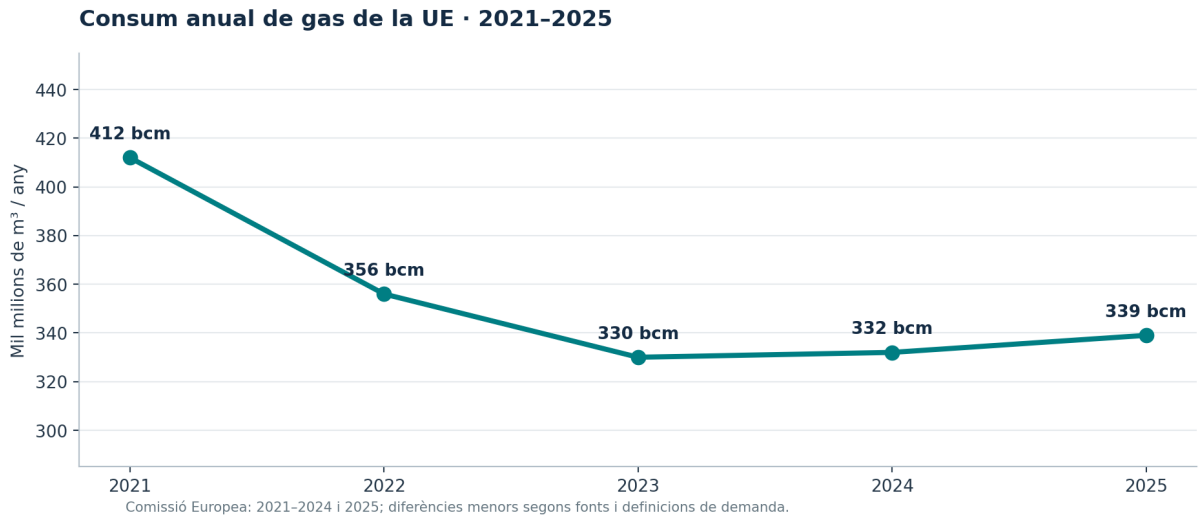
B.3. Per què no es divideix l'estoc total per un consum diari?

`845,93 TWh / consum diari hipotètic` produiria un nombre aparent de dies d'autonomia, però l'operació ignoraria que el gas emmagatzemat és només una part de l'oferta, que no tot l'estoc és extraïble a la mateixa velocitat, que els consumidors se situen lluny dels magatzems i que el consum varia amb la temperatura. Un model publicable hauria d'incloure capacitat de retirada, disponibilitat per mercat nacional i una successió de balanços horaris o setmanals.

Annex C. Gràfics complementaris

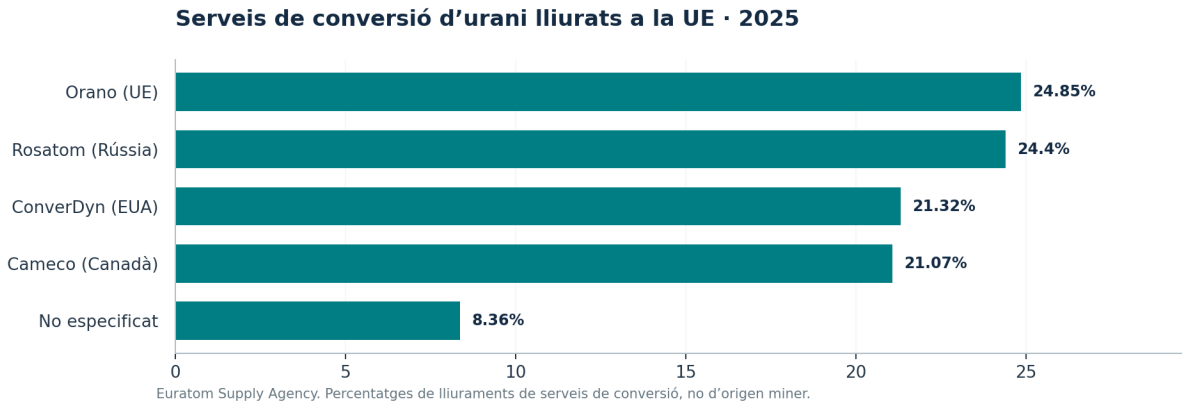
Aquestes figures amplien les sèries i els mecanismes del cos de l'informe. S'han desplaçat a l'annex per facilitar la lectura de les quatre figures principals sense perdre informació tècnica.

C.1. Evolució del consum de gas



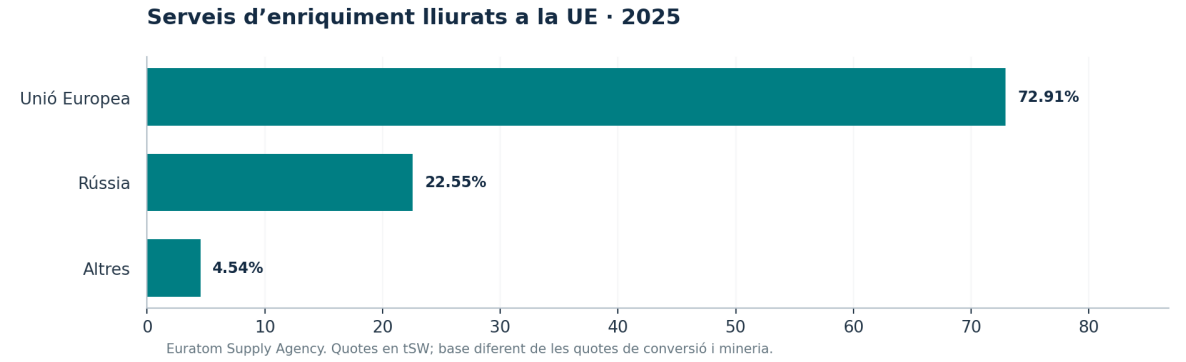
Evolució del consum anual de gas a la UE

C.2. Conversió de combustible nuclear



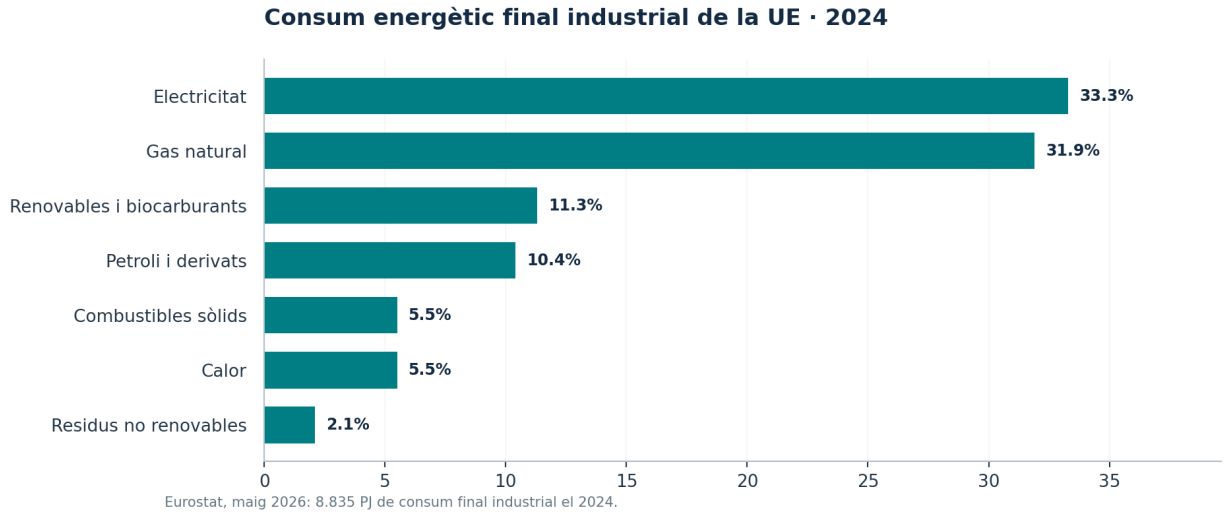
Serveis de conversió lliurats als operadors europeus el 2025

C.3. Enriquiment d'urani



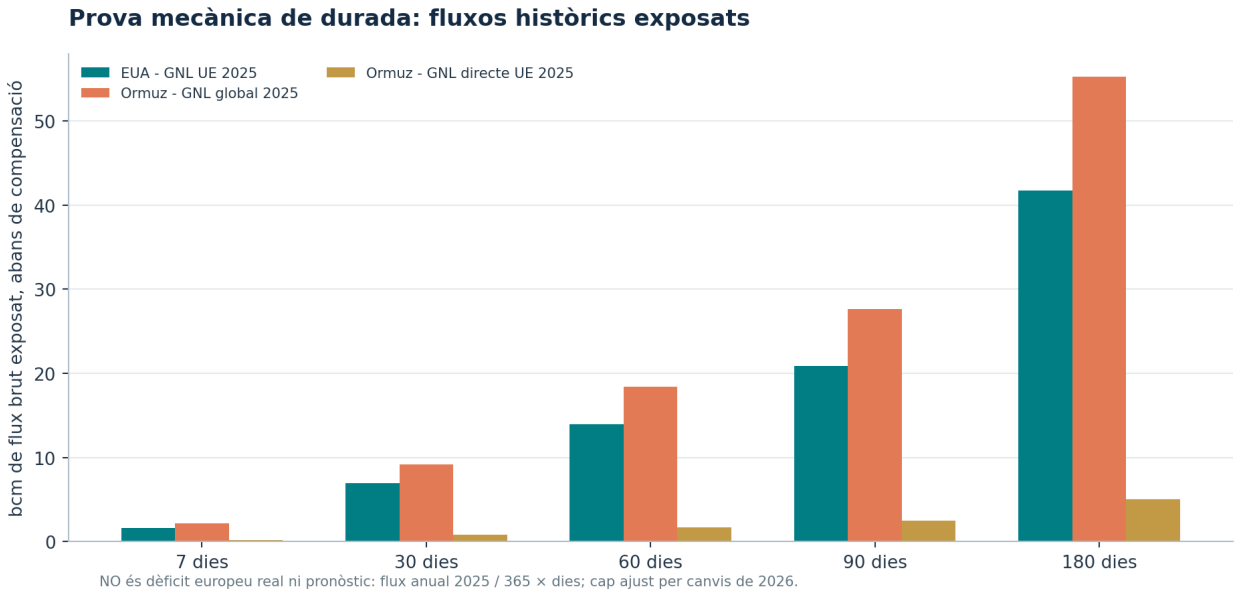
Serveis d'enriquiment lliurats als operadors europeus el 2025

C.4. Consum energètic industrial



Fonts del consum energètic final industrial europeu, 2024

C.5. Fluxos exposats en les proves d'estrès



Fluxos bruts històrics exposats per durada

Annex D. Bibliografia i fonts de dades

Les dates de cada dada s'indiquen al text. Aquesta bibliografia dona accés directe a les fonts principals; les adreces són les pàgines institucionals originals o les pàgines estadístiques oficials. S'ha donat prioritat a documents publicats fins al **1 de novembre de 2026**.

[1] **Eurostat (2026).** *Energy statistics – an overview*, dades del 2024, extracció de setembre de 2026; i *Energy in Europe – 2026 edition*. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/SEPDF/cache/29046.pdf?v=9356920526548530 · https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/

[2] **Eurostat (2026).** *Natural gas supply statistics*, dades de 2025, actualització juny 2026. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_supply_statistics

[3] **Eurostat (2026).** *Energy statistics – an overview*; *Oil and petroleum products – a statistical overview*; *Natural gas supply statistics*. Indicadors de dependència per combustible. https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/ · https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Oil_and_petroleum_products_-_a_statistical_overview · https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_supply_statistics

[4] **Consell de la UE (2026).** *Where does the EU's gas come from?*; quotes i volums anuals 2025, font Comissió/LSEG/ENTSOG. https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/where-does-the-eu-s-gas-come-from/

[5] **ACER (2026).** *Analysis of the European LNG market developments*; importacions de GNL 2025 (146 bcm) i quota EUA (~58%). https://www.acer.europa.eu/monitoring/MMR/LNG_market_developments_2026

[6] **Gas Infrastructure Europe (2026).** *AGSI+*, fotografia de 31/10/2026, 06:00 CEST, mostrada al portal institucional. https://www.gie.eu/

[7] **Unió Europea (2025).** Reglament (UE) 2025/1733, del 18 de juliol, sobre ompliment d'emmagatzematge de gas. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32025R1733

[8] **ENTSOG (8/10/2026).** *Winter Supply Outlook 2026/27* i comunicació de la Comissió. https://www.entsog.eu/outlooks-reviews · https://energy.ec.europa.eu/news/eu-gas-system-prepared-winter-despite-lower-storage-levels-2026-10-08_en

[9] **Eurostat (19/03/2026).** *47% of EU's electricity came from renewables in 2025*. https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20260319-2

[10] **Agència Internacional de l'Energia (14/10/2026).** *Oil Market Report – October 2026*. https://www.iea.org/reports/oil-market-report-october-2026

[11] **Comissió Europea (22/10/2026).** *Oil Coordination Group discusses EU fuel market developments*. https://energy.ec.europa.eu/news/oil-coordination-group-discusses-eu-fuel-market-developments-2026-10-22_en

[12] **Comissió Europea (29/09/2026).** *Oil Coordination Group: Continued concern about prices while supply remains stable*. https://energy.ec.europa.eu/news/oil-coordination-group-continued-concern-about-prices-while-supply-remains-stable-2026-09-29_en

[13] **Unió Europea (2009).** Directiva 2009/119/CE, article 3, reserves mínimes de petroli. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:32009L0119

[14] **Agència de Subministrament d'Euratom (2026).** *Market Observatory – European Union market in 2025*: urani, conversió, enriquiment, fabricació i estocs. https://euratom-supply.ec.europa.eu/activities/market-observatory_en

[15] **Comissió Europea (2026).** *Market analysis*, gas europeu 2025, demanda i producció. https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/market-analysis_en

[16] **Central Statistics Office, Irlanda (2026).** *Energy Use and Import Dependency – Business in Ireland 2025*, taula d'Eurostat de tots els estats membres (2024). https://www.cso.ie/en/releasesandpublications/ep/p-biiceru/businessinireland2025circulareconomyandresourceuse/energyuseandimportdependency/

[17] **ACER (2026).** *Key developments in European gas wholesale markets – summer 2026.* https://www.acer.europa.eu/monitoring/key-developments-european-gas-wholesale-markets-summer-2026

[18] **Consell de la UE (2026).** *Ending Russian energy imports*; calendari del Reglament (UE) 2026/261. https://www.consilium.europa.eu/en/policies/ending-russian-energy-imports/

[19] **Enagás (2026).** *Capacidades técnicas y flujos físicos* i documentació tècnica de VIP Pirineos. https://www.enagas.es/es/gestion-tecnica-sistema/energy-data/parametros-fisicos/capacidades-tecnicas-flujos-fisicos/

[20] **Comissió Europea (2026).** *EU energy markets: evolving gas-electricity price linkages in a more volatile system.* https://economy-finance.ec.europa.eu/economic-forecast-and-surveys/economic-forecasts/spring-2026-economic-forecast-slowdown-growth-energy-shock-drives-inflation/eu-energy-markets-evolving-gas-electricity-price-linkages-more-volatile-system_en

[21] **Agència Internacional de l'Energia (2026).** *Electricity 2026 – Grids.* https://www.iea.org/reports/electricity-2026/grids

[22] **Agència Internacional de l'Energia (febrer 2026).** *Strait of Hormuz – Factsheet*, petroli i GNL en 2025. https://www.iea.org/about/oil-security-and-emergency-response/strait-of-hormuz

[23] **Eurostat (29/05/2026).** *Energy use in the industry sector continues to decline*, dades de 2024. https://ec.europa.eu/eurostat/en/web/products-eurostat-news/w/ddn-20260529-1

[24] **Comissió Europea (2026).** *How climate policies and energy shocks accelerated reduction in EU energy demand.* https://economy-finance.ec.europa.eu/economic-forecast-and-surveys/economic-forecasts/spring-2026-economic-forecast-slowdown-growth-energy-shock-drives-inflation/how-climate-policies-and-energy-shocks-accelerated-reduction-eu-energy-demand_en

---

[25] **SDES, Govern francès (2026).** *Bilan énergétique de la France pour 2024*, part sobre dependència, convenció estadística i origen del combustible nuclear. https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/bilan-energetique-de-la-france-pour-2024

Institut Català d'Estudis Estratègics · ICEE.cat · Informe estratègic 01/2026 · 1 de novembre de 2026. Les dades d'estocs, fluxos i preus són canviants i s'indica la seva data de referència. Aquest document ofereix anàlisi de política energètica i escenaris il·lustratius; no substitueix la planificació operativa dels transportistes de xarxes, els reguladors ni els operadors de subministrament.