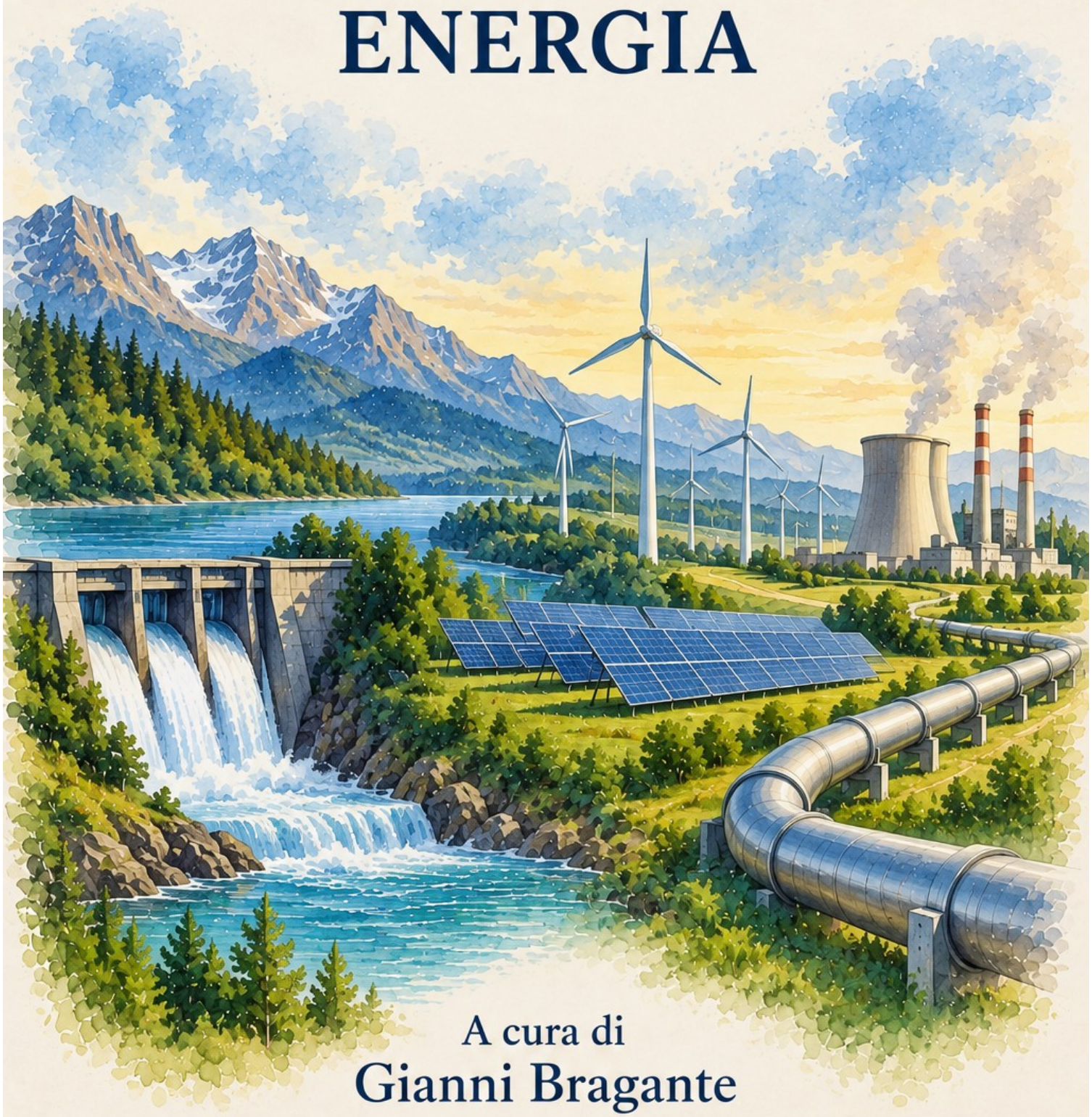
Grandi Numeri, Grandi Impatti

VOLUME 2

ENERGIA



A cura di
Gianni Bragante

Grandi Numeri, Grandi Impatti

Volume 2: Energia

A cura di Gianni Bragante

Edizione: 21 settembre 2026, ore 14:40

© 2026 Gianni Bragante

gngi.it

Licenza

Quest'opera è distribuita con licenza **Creative Commons Attribuzione – NonCommerciale – NonOpereDerivate 4.0 Internazionale (CC BY-NC-ND 4.0).**

È consentito copiare e redistribuire liberamente l'opera, con qualsiasi mezzo e formato, a condizione che:

- sia attribuita correttamente a **Gianni Bragante**;
- non venga utilizzata per scopi commerciali;
- l'opera venga redistribuita nella sua forma originale, senza modifiche o adattamenti.

La licenza non implica che l'autore approvi o sostenga chi redistribuisce l'opera o l'uso che ne viene fatto.

Testo completo e condizioni della licenza:
https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/

Indice

01.01 Prefazione....1

01.02 Metodologia: come vengono costruiti i contenuti....4

Un progetto editoriale assistito dall'intelligenza artificiale....4

Il ruolo del curatore....5

Come nasce un capitolo....5

Le fonti e ciò che dimostrano....7

I principali limiti....8

Come leggere il progetto....8

01.03 Costi ed economia: la cifra non è ancora il significato....10

La stessa moneta, numeri diversi....10

L'economia non è soltanto denaro....11

Il tempo cambia il numero....12

Dalla cifra alla scala....13

L'Italia come punto di riferimento....13

Chi paga, chi riceve, chi rischia....14

Cinque domande prima di interpretare una cifra....14

La cifra diventa una storia....15

Fonti e riferimenti....15

01.04 Ambiente e clima: ciò che emettiamo, consumiamo e trasformiamo....17

Clima e qualità dell'aria: due problemi collegati, ma diversi....17

La CO_2 e il grande accumulo....18

Gli altri gas serra....19

Gli inquinanti che respiriamo....19

L'ambiente non è soltanto atmosfera....20

Misurare senza perdere il perimetro....22

L'Italia come paesaggio di numeri....23

Il riferimento climatico principale....24

Fonti e riferimenti....24

01.05 Salute, persone e società: quando i numeri diventano persone....26

Persone, eventi e popolazioni....26

La media può nascondere il mondo....27

Salute: non tutti gli esiti hanno lo stesso peso....27
Lavoro: oltre il numero degli occupati....28
Povertà, accesso e capacità reale....28
Condizioni di vita e comunità....29
L'Italia come punto di riferimento umano....29
Chi beneficia e chi sopporta il costo....30
Dietro ogni totale....31
Fonti e riferimenti....31
03.01 – Panoramica del settore....33
Dalle fonti ai servizi energetici....33
Potenza, energia e produzione effettiva....34
Energia primaria, offerta e consumo finale....35
L'elettricità dentro il sistema energetico....35
Una scala mondiale ancora dominata dai fossili....36
Disponibilità, affidabilità e accesso....37
Fonti e riferimenti....38
03.02 Italia....39
La scala del sistema italiano....39
Una dipendenza strutturale dall'estero....39
Quanto pesa davvero il petrolio italiano....40
Dove viene consumata l'energia....41
Il ruolo centrale del gas....41
Un sistema elettrico che cambia più rapidamente....42
Capacità installata e produzione non sono la stessa cosa....42
Una geografia energetica diseguale....43
Un equilibrio ancora incompleto....43
Fonti e riferimenti....44
03.03 – Europa....46
La scala del sistema europeo....46
Una dipendenza strutturale dall'esterno....46
Il peso di petrolio e gas....47
Produzione interna e trasformazione elettrica....48
Un sistema di Paesi interconnessi....49
Una transizione a due velocità....49

Fonti e riferimenti....50
03.04 – Il mondo....51
Dove cresce la domanda....51
La geografia dei combustibili....52
Rotte e dipendenze....53
La nuova geografia elettrica e tecnologica....53
La geografia dell'accesso....54
Una mappa che cambia senza diventare uniforme....55
Fonti e riferimenti....55
03.05 Come nasce un barile di petrolio....56
Un accumulo nella roccia, non una cavità piena di petrolio....56
Dall'indizio alla scoperta....58
Costruire e controllare un pozzo....59
Produrre sulla terra e in mare....60
Non esiste un solo petrolio....62
Recupero, maturità e declino....64
Costi, lavoro e impatti locali....66
L'impronta ambientale dell'estrazione....69
Geografia, maturità e prospettive....73
Fonti e riferimenti....75
03.06 Il lungo viaggio del petrolio....79
Il campo finisce, ma il percorso è appena cominciato....79
Il tubo è continuo, ma non è flessibile....80
Prima del primo metro: come si decide e si paga un oleodotto....82
Serbatoi e terminali sono cerniere temporali....84
I conti di una petroliera: nave, carico e margini....86
Quando la rotta diventa il problema....87
Il barile consegnato ha una qualità e un prezzo....89
L'impronta ambientale della logistica....91
Rischi, incidenti e responsabilità....94
Lavoro, comunità e tracciabilità....95
Ridondanza, scorte e continuità....99
Fonti e riferimenti....101
03.07 Dal greggio ai carburanti....106

Separare non basta....107
Dentro la colonna: un flusso continuo....107
Spezzare, ricombinare, migliorare....110
Greggi diversi, raffinerie diverse....111
Una famiglia di prodotti....113
Dalla fabbrica al mercato....114
Europa, Italia e scambi internazionali....116
Regole, ambiente e sicurezza....118
Il futuro: meno crescita, più selezione....121
Fonti e riferimenti....122
03.08 Dal giacimento al gas commerciabile....125
Ciò che esce dal pozzo non è ancora gas....125
Una geologia diversa da quella del petrolio....126
Associato, non associato, umido e acido....127
Dal flusso grezzo al gas commerciabile....128
Quando una scoperta non diventa produzione....130
La stessa filiera, diverse rocce....130
Il gas che non arriva al mercato....132
Sicurezza, acqua e territorio....133
La scala: Stati Uniti, Europa e Italia....135
Fonti....136
03.09 Gasdotti, GNL e commercio del gas....139
Quando il gas comincia a viaggiare....139
La geografia rigida dei gasdotti....140
Conservare gas per spostarlo nel tempo....142
Trasformare il gas in un carico marittimo....143
Le metaniere e il mercato delle rotte....145
Dalla nave alla rete....146
Un mercato globale senza un prezzo unico....148
Perché i rigassificatori contano in Italia....149
Fonti e riferimenti....151
03.10 Carbone....153
Il carbone non è una sola materia....153
Dalla miniera al prodotto vendibile....154

Una merce pesante che viaggia meno di quanto sembra....156
Il baricentro asiatico....157
Un terzo dell'elettricità mondiale....159
Oltre le centrali....160
Il costo che resta nei territori....161
Europa e Italia....163
Fonti e riferimenti....165
03.11 — Biomasse, biogas e biometano....167
Una materia prima non vale l’altra....167
Dalla foresta e dai campi al deposito....168
Bruciare, gassificare, pirolizzare....170
Dal digestore al biogas....171
Quando il biogas diventa biometano....173
Il digestato non scompare....174
Dalla biomassa ai combustibili liquidi....175
Italia, Europa e mondo: tre scale diverse....176
Costi, rendimento e valore del servizio....177
Il valore di una filiera completa....178
Il clima non si decide al camino....179
Aria, suolo e persone....180
Quando la filiera è sostenibile....181
Fonti e riferimenti....182
03.12 — Nucleare....185
Una centrale termica diversa da tutte le altre....185
Quanta elettricità produce davvero....187
Un’industria costruita per decenni....188
Il prezzo del tempo....190
Quando la sicurezza fallisce....191
Il combustibile e ciò che rimane....193
Ambiente, acqua e persone....195
La promessa dei nuovi reattori....196
Fonti e riferimenti....199
03.13 — Geotermia....202
Il calore sotto i nostri piedi....202

Dalla risorsa all'impianto....203
Produrre elettricità dal calore....204
Una fonte piccola ma continua....205
L'Italia e Larderello....206
Usare direttamente il calore....208
Le pompe di calore geotermiche....209
Il costo comincia nel sottosuolo....210
Emissioni, acqua e territorio....211
Subsidenza, sismicità e comunità....212
Allargare la geografia della geotermia....214
Dove la geotermia ha senso....215
Fonti e riferimenti....215
03.14 — Solare termico....217
Il calore che viene dal Sole....217
Dal tetto al serbatoio....218
Riscaldare case, reti e industrie....220
La geografia del calore solare....222
Il sole concentrato....223
L'accumulo che sposta il tramonto....225
Costi, acqua e territorio....226
Il calore e le persone....228
Fonti....230
03.15 Centrali termoelettriche e cogenerazione....233
Che cos'è una centrale termoelettrica....233
Il viaggio di cento unità di energia....234
Stessa fiamma, macchine diverse....235
Quanto combustibile per ogni kilowattora....236
Potenza, produzione e flessibilità....238
La cogenerazione: il calore vale soltanto se serve....239
Le uscite invisibili: acqua, CO_2 e inquinanti....241
Costi, ruolo nel mondo e conclusioni....243
Fonti e riferimenti....245
03.16 Idroelettrico, dighe e bacini....248
L'energia nascosta nella caduta....248

Fiumi diversi, macchine diverse....249
La stessa potenza, produzioni molto diverse....251
Una batteria fatta di montagne....253
Una diga non serve soltanto all'elettricità....254
Costruire per un secolo, pagare per decenni....256
Il prezzo della trasformazione....257
Quando l'acqua diventa un rischio....258
Fonti e riferimenti....260
03.17 — Solare fotovoltaico....265
Dalla luce alla corrente....265
La crescita più veloce della storia dell'energia....267
La fabbrica della luce....268
Dai tetti alle centrali solari....270
Il crollo dei costi....272
Quando il Sole non basta....273
Terra, materiali e ambiente....274
Chi controlla il Sole....276
Fonti....278
03.18 — L'eolico....281
Dal vento alla corrente....281
Una macchina diventata gigantesca....282
La geografia del vento....283
Terra e mare....285
Quanta energia produce davvero....286
Costruire, finanziare e mantenere un parco....288
Materiali, territorio ed ecosistemi....289
Il vento e le persone....291
Fonti....293
03.19 — Energia marina....296
Perché il mare conta....296
Quanta energia c’è nel mare....297
Come si estrae energia dal mare....298
Dove l’energia marina è più promettente....300
Quanto costa l’energia marina....302

Ambiente, coste e persone....304
Europa e Italia....305
Quale ruolo può avere davvero....306
Fonti....308
03.20 — Elettricità, reti e interconnessioni....311
Dalla centrale al contatore....312
La fisica dell'equilibrio....313
Quando la rete raggiunge il limite....314
La manutenzione fa parte della capacità....315
Connessioni, autorizzazioni e tempi....316
Una rete continentale....317
Da poche grandi centrali a milioni di nodi....318
Il nodo e l'ora....319
Reti intelligenti e domanda flessibile....320
Comunicazioni e sicurezza....320
Reti locali e servizi essenziali....321
Quando la rete si divide o si spegne....321
La rete italiana in numeri....322
La trasformazione richiede tempo....323
Fonti....324
03.21 — Mercati elettrici, prezzi e bollette....327
Dal giorno prima al tempo reale....327
L'ordine di merito e il prezzo marginale....329
Perché i prezzi salgono e scendono....330
Picchi, ore a zero e prezzi negativi....331
Zone di prezzo e mercato europeo....332
Vendere energia non basta: il mercato della capacità....333
Contratti e coperture: oltre il prezzo spot....334
Dal portafoglio del venditore alla bolletta....335
Famiglie, piccole imprese e grandi consumatori....337
Quando una crisi entra in bolletta....338
Mercati diversi nel mondo....339
Una catena di prezzi da non confondere....340
Fonti....340

03.22 — Batterie e accumulo elettrochimico.....342
Potenza, energia, durata: i due numeri che definiscono un impianto.....342
Dalla cella al container, dal container alla rete.....343
Le chimiche: il litio-ferro-fosfato comanda la scena.....344
Sodio-ione e batterie a flusso: alternative reali, scale diverse.....344
Orizzonti oltre le poche ore.....345
Che cosa fa, concretamente, una batteria per la rete.....345
Il cuscinetto delle rinnovabili.....346
Ogni carica ha un prezzo: rendimento e perdite.....346
Il tempo che passa: degrado, garanzie, augmentation.....347
Quanto costa un sistema completo.....348
Ricavi possibili e un vincolo da ricordare.....349
Sicurezza: la fuga termica e il caso Moss Landing.....349
Materiali, filiera e riciclo.....350
Il mondo: una crescita rapidissima e concentrata.....351
L'Europa fra crescita e perimetri statistici.....352
L'Italia: tanti piccoli sistemi, e la grande scala che arriva.....352
Il MACSE: comprare capacità futura.....353
Limiti e orizzonti.....354
Fonti.....354
03.23 — Accumulo oltre batterie.....357
Quando l'energia deve aspettare.....357
La grande riserva d'acqua.....358
L'energia conservata sotto pressione.....359
Quando l'aria diventa liquida.....361
La potenza istantanea dei volani.....362
Quando la gravità sostituisce l'acqua.....363
Il calore non deve tornare a essere elettricità.....364
Il costo di aspettare.....365
Territorio, sicurezza e fine vita.....366
Tecnologie diverse, funzioni diverse.....367
Fonti.....368
03.24 — Idrogeno.....372
Quasi cento milioni di tonnellate, ma non ancora un'economia dell'idrogeno.....372

Come si separa l’idrogeno....373
I colori aiutano poco se nascondono il processo....374
L’idrogeno che si forma nel sottosuolo....375
Elettrolisi: acqua, elettricità e tempo di utilizzo....376
Molta energia per massa, poca per volume....377
Il bilancio della catena....378
Serbatoi, caverne e molecole intermedie....379
Le condotte non sono soltanto tubi del gas convertiti....380
Dove l’idrogeno serve già....381
Navi, aerei, camion e case: non tutti gli usi sono uguali....382
Il costo dell’elettricità diventa costo dell’idrogeno....383
Tra progetti annunciati e impianti operativi....384
Europa e Italia: un mercato ancora industriale....384
Acqua, emissioni e materiali non scompaiono....385
Sicurezza: proprietà diverse, barriere diverse....386
Un vettore da usare dove il servizio giustifica la catena....387
Fonti....387
03.25 — Dove si consuma l’energia....391
Il quadro mondiale della domanda finale....391
Prima della fabbrica: primaria, finale e utile....391
Tre grandi mondi: industria, trasporti, edifici....393
L’Unione europea: 872,3 Mtep di usi energetici....395
L’Italia: più trasporti, meno industria....396
L’elettricità vista da Terna....397
Dieci anni di domanda: caduta, recupero e differenze....398
Agricoltura, cibo e territorio....400
Datacenter: pochi sul totale, importanti sulla rete....401
La domanda finale: chi riceve il servizio....402
Fonti....403
03.26 — Efficienza energetica....405
Fare lo stesso con meno....405
La macchina e il sistema....406
Una casa non consuma da sola....407
Le piccole potenze che lavorano tutto l’anno....408
La fabbrica che impara a vedere l’energia....409

Il servizio conta più del veicolo....410
Quando il risparmio viene riutilizzato....411
Misurare un consumo che non è avvenuto....412
L’energia risparmiata e il denaro....413
Consumare meno energia o chiedere meno potenza....415
Da dove conviene cominciare....416
La scala del risultato....417
Fonti....418
03.27 — Accesso e povertà energetica....420
Una lampadina non basta....420
Quando la connessione non è ancora un servizio....420
Misurare i diversi livelli dell’accesso....422
Quante persone non hanno elettricità....423
Rete, mini-grid e sistemi autonomi....424
Quando l’elettricità arriva ma non è affidabile....424
Cucinare senza respirare fumo....425
Il costo sanitario della cucina....426
Nei Paesi ricchi il problema cambia forma....427
La bolletta troppo bassa....427
Freddo, caldo e povertà energetica estiva....428
Europa e Italia: indicatori diversi, problema concreto....429
Bonus e protezioni....430
Soluzioni e limiti....431
La misura giusta è il servizio ottenuto....432
Fonti....433
03.28 — Sicurezza energetica e geopolitica....436
Una risorsa deve arrivare....436
Sicurezza, indipendenza e vulnerabilità....437
Come si misura un rischio....438
Il petrolio e la nascita delle scorte strategiche....439
Hormuz: quando una rotta diventa il sistema....440
Il gas: meno flessibile del petrolio....441
La trasformazione europea dopo il 2022....441
L'Italia: dipendente ma più diversificata....442
Elettricità: sicurezza in tempo reale....443

Carbone e uranio: rischi diversi....444
Disastri, sabotaggi e attacchi informatici....445
Le rinnovabili cambiano la dipendenza....445
Minerali e filiere concentrate....446
Quanto costa essere sicuri....447
La sicurezza è capacità di adattamento....447
Fonti....449
03.29 — Sussidi, tassazione e investimenti....451
Il prezzo che vediamo non è tutto il costo....451
Che cosa può essere un sussidio....451
Perché le grandi stime sono diverse....452
I trilioni dell'IMF non sono bonifici....454
Chi beneficia: famiglie, imprese e industria....455
Sostegno alla produzione e protezione della domanda....456
Rinnovabili, reti e contratti per differenza....457
Nucleare, rischio e attività incagliate....458
Imposte, accise e prezzo della CO_2....458
Investimenti e costo del capitale....459
Annunci, impegni e risultati....461
Crisi, distribuzione e giudizio sulle politiche....461
Una sintesi: rendere visibili i trasferimenti....463
Fonti....464
03.30 — Fusione e tecnologie emergenti....466
Un record non è ancora una centrale....466
Che cosa fonde davvero....467
Le diverse forme di pareggio....468
Record autentici, misure diverse....469
ITER, DTT e DEMO hanno ruoli diversi....471
La macchina intera deve resistere....472
Programmi privati, denaro e calendari....474
Quattro prove di maturità oltre la fusione....475
Che cosa possono significare il 2030 e il 2050....477
La prova finale è il sistema....478
Fonti....479

03.31 — Transizione energetica: sostituire un sistema mentre la domanda continua a crescere..... 482

Una transizione non è un interruttore.....482

La domanda continua a crescere.....483

Dove la trasformazione corre più velocemente.....484

Capacità non significa produzione.....485

Un sistema coordinato.....486

Tre traiettorie: mondo, Europa e Italia.....488

Il limite del tempo e delle reti.....489

Il capitale della transizione.....490

Persone, territori e competenze.....491

Obiettivi e scenari non sono previsioni.....492

Una risposta graduata.....494

Fonti e riferimenti.....495

01.01 Prefazione

Grandi Numeri, Grandi Impatti è un progetto editoriale divulgativo che prova a raccontare il mondo attraverso i numeri.

Ogni giorno sentiamo parlare di miliardi di euro, milioni di tonnellate di anidride carbonica, consumi energetici, produzione alimentare, trasporti, risorse naturali, popolazione e sanità. Sono numeri enormi, difficili da immaginare e ancora più difficili da mettere in relazione tra loro. La precisione con cui vengono riportati non basta, da sola, a renderli comprensibili.

Il salto fra un milione e un miliardo mostra quanto facilmente l'intuizione possa ingannarci. Un milione di secondi dura 11 giorni, 13 ore, 46 minuti e 40 secondi. Un miliardo di secondi dura circa 31 anni e 8 mesi. Le due parole sembrano appartenere alla stessa famiglia dei «numeri molto grandi», ma il miliardo è mille volte il milione.

La difficoltà, però, non scompare trovando un paragone sorprendente. Se un'opera pubblica costa 50 milioni di euro, dividerne il prezzo per il numero degli abitanti o trasformarlo in minuti di spesa nazionale può produrre un calcolo esatto e insieme privo di significato. Contestualizzare significa capire che cosa compone una cifra, come è cambiata nel tempo, quali risorse mobilita, quale risultato produce e chi ne sostiene il costo.

L'obiettivo del progetto è rendere i grandi numeri più comprensibili, inserirli nel loro contesto e usarli per osservare le dimensioni e le conseguenze dei fenomeni che ci circondano. Non è una collezione di record e non cerca un paragone spettacolare per ogni cifra. Prova invece a costruire riferimenti pertinenti: composizione dei totali, rapporti tra risorse e risultati, concentrazioni geografiche, evoluzioni nel tempo e differenze tra ciò che viene annunciato, prodotto e realmente ottenuto.

Ogni argomento viene osservato attraverso tre prospettive principali, utilizzate come punti di riferimento e non come sezioni obbligatorie.

- **Costi ed economia** riguarda quanto costa un fenomeno, quanto vale, quali risorse economiche richiede o muove e quali attività genera.
- **Ambiente e clima** riguarda il consumo di energia e risorse, le emissioni, l'inquinamento, l'uso del territorio e le conseguenze sugli ecosistemi e sul clima.
- **Salute, persone e società** riguarda la salute, il lavoro, la sicurezza, le condizioni di vita e, più in generale, gli effetti sulle persone e sulle comunità.

Non tutti gli argomenti producono effetti rilevanti in tutte e tre le dimensioni. Quando un collegamento è concreto e documentabile viene spiegato; quando non lo è, non viene introdotto per completare artificialmente uno schema. Le prospettive possono inoltre condurre in direzioni diverse: un'attività può generare reddito e servizi essenziali e, nello stesso tempo, consumare risorse o trasferire rischi su lavoratori, comunità e territori.

L'Italia è il punto di riferimento del libro, ma non necessariamente il centro dei fenomeni raccontati. Ogni tema viene osservato nel contesto geografico, economico e materiale che gli appartiene: italiano, europeo, globale oppure concentrato in territori specifici. L'Italia viene poi collocata dentro quel quadro, qualunque sia il ruolo che svolge.

Il progetto utilizza strumenti di intelligenza artificiale come supporto alla ricerca, all'analisi, all'organizzazione delle informazioni e alla stesura dei contenuti. Il mio ruolo è definire il processo e curare editorialmente il risultato. L'intelligenza artificiale rende possibile esplorare una quantità di materiale che sarebbe difficile affrontare individualmente negli stessi tempi, ma può anche produrre errori, omissioni, interpretazioni fragili e testi convincenti soltanto in apparenza.

Per questa ragione la metodologia e i suoi limiti sono descritti apertamente nel capitolo successivo. La trasparenza non elimina i rischi del processo, ma permette a chi legge di sapere come sono stati prodotti i contenuti e di valutarli con la necessaria consapevolezza.

I libri di Grandi Numeri, Grandi Impatti rimarranno gratuiti. Il progetto nasce prima di tutto dal desiderio di capire meglio la scala delle cose che accadono intorno a noi e di condividere il percorso con chi trova utile la stessa domanda.

L’idea di fondo è semplice: partire dai numeri, senza fermarsi ai numeri. Se una cifra da cento milioni o cento miliardi non apparirà più soltanto come una sequenza di zeri, ma come la misura di risorse, trasformazioni e conseguenze reali, il libro avrà raggiunto il suo obiettivo.

01.02 Metodologia: come vengono costruiti i contenuti

01 · Introduzione

Questo progetto nasce con l'aiuto dell'intelligenza artificiale e non vuole nasconderlo. La metodologia è parte del contenuto perché il modo in cui un testo viene prodotto influenza ciò che il lettore può ragionevolmente aspettarsi da quel testo.

Descrivere il processo non significa certificare il risultato. Significa rendere visibili strumenti, passaggi, responsabilità e limiti, così che ogni lettore possa decidere quale grado di fiducia attribuire alle informazioni e quando sia necessario risalire alle fonti o rivolgersi a uno specialista.

Un progetto editoriale assistito dall'intelligenza artificiale

Gli strumenti di intelligenza artificiale vengono utilizzati per cercare materiale, leggere e confrontare documenti, individuare ordini di grandezza, organizzare le informazioni, preparare bozze e rivedere i testi. Non sono autori autonomi e non sono fonti. Ogni dato deve rimandare a un documento esterno che il lettore possa consultare, e nessuna formulazione diventa affidabile soltanto perché appare chiara e convincente.

Nella prima fase del progetto il percorso era più lineare: ricerca e prima stesura potevano nascere nello stesso passaggio, per essere poi rilette dal curatore e da altri strumenti. Era un metodo utile per superare la pagina bianca e raccogliere rapidamente molto materiale, ma aveva un limite importante. Quando la prosa era già costruita, verificare un numero debole, separare due stime incompatibili o correggere un perimetro sbagliato significava intervenire su una storia che aveva già preso forma. Il testo rischiava così di rendere

plausibile un dato prima che quel dato fosse stato esaminato con sufficiente rigore.

Il ruolo del curatore

Il mio ruolo è definire lo scopo del progetto, stabilire le regole editoriali, scegliere gli argomenti e le domande alle quali ogni capitolo deve rispondere. Esamino inoltre le proposte prodotte dagli strumenti, segnalo errori e mancanze, decido quali dati possono essere usati e approvo la versione da pubblicare. L'intelligenza artificiale amplia la capacità di ricerca e confronto; la responsabilità delle scelte resta umana.

Questa è una curatela editoriale, non una validazione specialistica. Non possiedo le competenze necessarie per certificare autonomamente ogni conclusione scientifica, economica, sanitaria, giuridica o tecnica. Il nuovo metodo non elimina questo limite, ma rende più difficile che un'affermazione passi direttamente dalla ricerca alla pagina pubblicata senza che qualcuno si fermi a controllarne fonte, significato, anno, territorio e condizioni d'uso.

Come nasce un capitolo

Definizione del perimetro

Il lavoro comincia prima della ricerca. Vengono definiti il tema, i confini dell'argomento, le domande principali e le sovrapposizioni da evitare con gli altri capitoli. Le tre prospettive del progetto - Costi ed economia, Ambiente e clima, Salute, persone e società - aiutano a cercare gli impatti pertinenti, ma non obbligano a creare tre sezioni nè a riempire categorie prive di contenuto significativo. Un perimetro chiaro è il primo controllo di accuratezza: impedisce di accostare numeri che descrivono fenomeni, periodi o popolazioni differenti come se fossero direttamente confrontabili.

Un dossier prima della bozza

La ricerca non produce subito un capitolo. Produce anzitutto un dossier separato, nel quale vengono raccolte le possibili direzioni narrative, le fonti

consultate e i numeri che potrebbero aiutare il lettore a capire la scala del fenomeno. Il dossier è volutamente preliminare: non deve fingere certezze che ancora non esistono, ma rendere visibili dubbi, conflitti tra fonti, lacune e verifiche ancora necessarie.

Per ogni numero candidato non basta registrare un valore. Occorre capire che cosa misura davvero, a quale anno e territorio si riferisce, quale unità usa, quale popolazione o quantità sta al denominatore e se si tratta di un dato definitivo, provvisorio o stimato. Viene inoltre controllata la freschezza: per ciascuna famiglia di indicatori si cerca il consuntivo più recente e si verifica se esista già un aggiornamento successivo. Un dato più nuovo non è sempre migliore; una stima parziale può essere utile per indicare una tendenza, ma non deve essere presentata come un bilancio annuale consolidato.

Il dossier distingue anche le fonti effettivamente aperte da quelle soltanto individuate. Questa differenza è essenziale. Sapere che un rapporto esiste non equivale ad aver verificato che sostenga davvero la frase che si vorrebbe scrivere. Allo stesso modo, il numero di schede raccolte non coincide automaticamente con il numero di dati distinti e utilizzabili: due schede possono ripetere la stessa stima, oppure descrivere grandezze simili ma non compatibili.

La verifica prima della scrittura

Il passaggio decisivo avviene quando il dossier viene letto integralmente e corretto prima che inizi la stesura. Le ancore quantitative vengono confrontate una per una; si controllano date, definizioni, denominatori, duplicazioni e limiti. I dati fragili o ridondanti vengono esclusi, le alternative incompatibili non vengono sommate e le divergenze tra fonti vengono risolte oppure dichiarate.

Alla fine di questa verifica viene fissata una traccia vincolante: stabilisce la tesi del capitolo, la struttura, i dati ammessi, le cautele necessarie e i confini da rispettare. In questo modo la storia nasce da un insieme di elementi già selezionati, anzichè costringere la verifica a inseguire una storia scritta troppo presto. È questo il principale vantaggio del nuovo metodo: l'accuratezza non è

affidata a un controllo finale occasionale, ma viene costruita nel processo, prima che la fluidità della prosa possa nascondere un'incongruenza.

Una bozza vincolata

Solo a questo punto il materiale viene trasformato in una bozza narrativa. Lo strumento incaricato della stesura deve attenersi al dossier corretto: non può introdurre liberamente nuovi dati, sostituire le fonti approvate o scegliere da solo fra stime alternative. Se incontra una lacuna, deve usare una formulazione prudente oppure segnalarla, non colmarla con un numero plausibile ma non verificato.

La revisione finale

La bozza viene quindi riletta come testo e come insieme di affermazioni verificabili. Si cercano contraddizioni interne, ripetizioni, unità incoerenti, passaggi non sostenuti dalle fonti, cambi involontari di perimetro e dati esclusi che siano ricomparsi durante la scrittura. La prosa viene resa più chiara e meno enciclopedica, senza sacrificare le cautele che danno significato ai numeri.

L'ultimo controllo avviene sulla versione ormai revisionata e comprende anche il documento nel suo insieme: coerenza con gli altri capitoli, completezza delle fonti, titoli isolati, salti di pagina, righe fuori margine e leggibilità. La separazione tra ricerca, selezione, scrittura e controllo finale non costituisce una revisione scientifica indipendente, ma riduce un rischio tipico dei testi generati con l'intelligenza artificiale: scambiare una frase ben costruita per una frase dimostrata.

Le fonti e ciò che dimostrano

Ogni capitolo riporta le fonti effettivamente utilizzate con collegamenti cliccabili. Il collegamento permette di risalire al materiale consultato, ma la sua presenza non prova automaticamente che il testo lo rappresenti correttamente. Per questo il controllo riguarda anche la relazione tra fonte e affermazione: una fonte può essere autentica e autorevole e tuttavia non sostenere la specifica conclusione che le è stata attribuita; può avere un

perimetro diverso, riferirsi a un altro anno o richiedere cautele metodologiche non riportate nella sintesi.

Le fonti prodotte da aziende, associazioni o portatori di interesse possono essere necessarie per dati che nessun altro pubblica. Quando possibile, il testo deve dichiararne l'origine e distinguerle da statistiche pubbliche e studi indipendenti. Anche questa distinzione dipende dalla corretta applicazione delle regole durante la ricerca.

I principali limiti

L'intelligenza artificiale può inventare fatti o riferimenti, confondere unità e valute, associare un dato al periodo o al territorio sbagliato, interpretare male una tabella, perdere una condizione essenziale, utilizzare informazioni superate o trasformare una correlazione in un rapporto di causa. Può anche produrre una prosa scorrevole che rende difficile riconoscere questi problemi. Il dossier, la selezione preventiva dei dati e la bozza vincolata sono stati introdotti proprio per intercettare molti di questi errori prima che diventino parte del racconto.

La quantità di materiale trattato aumenta la copertura ma anche la possibilità che un errore sfugga alle revisioni. Nessun numero di passaggi automatici elimina questo rischio. I contenuti non devono quindi essere considerati una fonte definitiva, una consulenza professionale o un sostituto della letteratura scientifica, delle norme applicabili e del parere di persone competenti.

Come leggere il progetto

Questo libro va letto come un tentativo divulgativo di costruire prospettiva sui grandi numeri. Può offrire domande, collegamenti, ordini di grandezza e punti di partenza per ulteriori approfondimenti. Quando un'informazione è importante per una decisione personale, economica, sanitaria, legale o professionale, è necessario verificarla direttamente nelle fonti aggiornate e, se opportuno, con uno specialista.

Le segnalazioni dei lettori fanno parte del processo di miglioramento. I testi possono essere corretti quando emergono dati nuovi, fonti migliori o

interpretazioni più solide. Ogni versione rappresenta una fase del progetto, non una conclusione definitiva.

01.03 Costi ed economia: la cifra non è ancora il significato

01 · Introduzione

Un milione di euro può cambiare la vita di una famiglia, finanziare una piccola infrastruttura o scomparire quasi senza lasciare traccia dentro il bilancio di uno Stato. Il numero è identico; cambiano la scala, il tempo, lo scopo e le persone coinvolte. È da qui che comincia la lettura dei grandi numeri: non dalla domanda «quanto è?», ma da «che cosa rappresenta?».

Nel resto del libro incontreremo fatturati, investimenti, costi sanitari, sussidi, danni, patrimoni e debiti, ma anche produzione, capacità, imprese e occupazione. Alcune grandezze saranno espresse in denaro, altre in unità fisiche o in persone. Nessuna è confrontabile soltanto perché appartiene all'economia: il significato dipende dal fenomeno misurato, dal perimetro e dalla domanda a cui il dato deve rispondere.

La stessa moneta, numeri diversi

Prezzo, costo e spesa

Il prezzo è ciò che viene richiesto o pagato in uno scambio. Il costo è l'insieme delle risorse necessarie per produrre, mantenere o ottenere qualcosa. La spesa è il pagamento sostenuto da una persona, un'impresa o un'amministrazione. Possono coincidere, ma spesso non lo fanno: una prestazione sanitaria gratuita per il paziente ha comunque un costo e genera una spesa pubblica; un prodotto economico alla cassa può trasferire costi sull'ambiente, sui lavoratori o sul futuro.

Fatturato, valore aggiunto e utile

Il fatturato somma le vendite. Non dice quanto rimane all'impresa dopo aver pagato materie prime, energia, lavoro, interessi e imposte. Il valore aggiunto

misura invece il valore creato sottraendo i consumi intermedi; l'utile è ciò che resta dopo ulteriori costi e componenti contabili. Presentare il fatturato come ricchezza netta gonfia il significato di un numero e rende ingannevoli i confronti tra settori.

Investimento, manutenzione e costo evitato

Un investimento acquista una capacità che dovrebbe produrre benefici nel tempo. La manutenzione conserva una capacità esistente. Un costo evitato stima ciò che non sarà necessario pagare se un intervento funziona. Sono tre storie diverse: spendere cento milioni oggi per ridurre danni futuri non equivale a perdere cento milioni, ma nemmeno garantisce automaticamente un risparmio della stessa entità.

L'economia non è soltanto denaro

Produzione, capacità e attività

Un'attività economica può essere descritta dal valore che genera, ma anche da quante unità produce, quante persone serve, quante imprese coinvolge o quale capacità mette a disposizione. La capacità indica ciò che un sistema potrebbe realizzare in determinate condizioni; la produzione osservata mostra ciò che ha realizzato davvero. Confondere le due può trasformare il potenziale in un risultato inesistente.

Risorse mobilitate e filiere

Produrre un bene o un servizio richiede lavoro, capitale, competenze, energia, materie prime, infrastrutture e, in alcuni casi, risorse pubbliche. Seguire una filiera significa osservare dove queste risorse vengono impiegate, dove si forma il valore, chi sostiene i costi e quali attività dipendono dagli scambi. Lo stesso pagamento può però comparire nel fatturato di più imprese lungo la catena: sommare tutte le vendite non equivale a misurare il valore netto creato.

Occupazione diretta, indiretta e indotta

L'occupazione diretta riguarda chi lavora nelle attività osservate; quella indiretta comprende il lavoro nelle imprese fornitrici; quella indotta stima l'attività sostenuta dalla spesa dei redditi generati. Sono perimetri differenti e spesso derivano da modelli economici. Non devono essere sommati a dati provenienti da metodologie incompatibili, né presentati come posti di lavoro aggiuntivi senza chiarire periodo e scenario di confronto. Il numero degli occupati, inoltre, non descrive da solo salari, durata, stabilità o qualità del lavoro.

Il tempo cambia il numero

Flussi e consistenze

Il PIL, uno stipendio e la spesa sanitaria sono flussi: hanno senso soltanto con un periodo, di solito un anno. Il patrimonio e il debito sono consistenze, o stock: fotografano una quantità in una data. Confrontare debito e PIL può essere utile, ma mette in relazione uno stock con un flusso annuale; non significa che il debito debba essere pagato tutto con il PIL di quell'anno.

Nominale e reale

Cento milioni del 2006 e cento milioni di oggi hanno lo stesso valore nominale, ma non lo stesso potere d'acquisto. Per confrontare anni lontani occorre correggere l'inflazione o dichiarare che si stanno usando prezzi correnti. Anche il tasso di cambio può alterare i confronti internazionali: convertire una valuta in euro non rende automaticamente equivalenti prezzi e capacità di acquisto.

Una tantum o ogni anno

Un miliardo speso una sola volta e un miliardo all'anno sembrano la stessa cifra, ma dopo dieci anni separano uno da dieci miliardi. Ogni numero ricorrente deve portare con sé durata, frequenza e condizioni di cessazione. È uno dei modi più semplici per evitare che una notizia impressionante diventi una conclusione sbagliata.

Dalla cifra alla scala

Mille migliaia formano un milione; mille milioni formano un miliardo; mille miliardi formano 10^{12}, che in inglese è un trillion. Il salto non è soltanto grafico. Passare da un milione a un miliardo significa moltiplicare per mille: la stessa distanza che c'è fra un euro e mille euro.

Un milione di euro

Per una persona è una somma eccezionale. In Italia equivale a circa 26,8 retribuzioni medie annue lorde dei dipendenti a tempo pieno, usando il dato strutturale ISTAT del 2022. Il confronto è utile soltanto per cogliere la scala individuale: non descrive salari netti, carriere o distribuzione dei redditi.

Un miliardo di euro

Un miliardo contiene mille milioni. Distribuito idealmente tra circa 59 milioni di residenti, vale poco meno di 17 euro a persona; concentrato in un unico progetto può finanziare un'infrastruttura di grande rilievo. La divisione pro capite non dice se la spesa riguardi davvero tutti: serve a mostrare come concentrazione e distribuzione cambino la percezione.

Cento miliardi e mille miliardi

A cento miliardi si entra nella scala dei grandi sistemi nazionali: l'importo è circa il 71% della spesa sanitaria pubblica italiana del 2025. Mille miliardi corrispondono a circa il 44% del PIL italiano dello stesso anno. A queste dimensioni una cifra non descrive quasi mai un solo oggetto: riassume migliaia di decisioni, organizzazioni e pagamenti distribuiti nel tempo.

L'Italia come punto di riferimento

Nel 2025 il PIL italiano a prezzi correnti è stato circa 2.258 miliardi di euro. Il debito delle amministrazioni pubbliche a fine anno era circa 3.095,5 miliardi, pari al 137,1% del PIL. Nel 2024 le prestazioni pensionistiche vigenti ammontavano a circa 364,1 miliardi; nel 2025 la spesa sanitaria pubblica era circa 141,5 miliardi. Questi valori non formano una graduatoria di importanza:

sono coordinate che permettono di collocare i numeri incontrati nei capitoli successivi.

Anche le coordinate, però, possono ingannare. Dire che cinque miliardi sono circa lo 0,22% del PIL mostra che l'importo è piccolo rispetto all'intera economia; non dimostra che sia irrilevante per un ministero, un territorio o un gruppo di cittadini. La scala giusta è quella della domanda che stiamo cercando di risolvere.

Chi paga, chi riceve, chi rischia

Ogni grande flusso economico ha almeno due lati. Un ricavo per qualcuno è una spesa per qualcun altro; un risparmio privato può diventare un costo pubblico, e viceversa. Per questo nel libro seguiremo lungo le filiere denaro, risorse, attività e rischi: chi finanzia l'investimento, chi produce, chi incassa, chi sostiene la manutenzione, chi assorbe le perdite e chi beneficia nel tempo.

Le medie sono utili, ma non distribuiscono davvero nulla. Un reddito medio può crescere mentre molte persone restano ferme; una spesa pro capite può aumentare senza raggiungere uniformemente i territori. Quando la distribuzione è parte del fenomeno, media, mediana, fasce e concentrazione raccontano storie differenti.

Cinque domande prima di interpretare una cifra

Che cosa misura?

Prezzo, fatturato, costo, utile, investimento, patrimonio, produzione, capacità, occupazione o danno stimato non sono sinonimi.

Di quale periodo parla?

Una data, un anno, l'intera durata di un progetto o un impegno ricorrente cambiano radicalmente il totale.

Qual è il perimetro?

Italia, Europa, mondo; settore pubblico, imprese, famiglie; valore lordo o netto.

Con che cosa viene confrontata?

Il denominatore deve rispondere a una domanda reale, non produrre soltanto un'immagine sorprendente.

Chi è coinvolto?

Beneficiari, pagatori e persone esposte al rischio possono essere gruppi diversi.

La cifra diventa una storia

Le grandezze economiche permettono di osservare costi, valore, risorse mobilitate e attività generate, ma non rendono equivalenti fenomeni diversi. Nel resto del libro useremo importi monetari, quantità fisiche e dati sul lavoro o sulla capacità per capire dimensioni, priorità e conseguenze. Una cifra sarà davvero informativa solo quando sapremo che cosa misura, in quanto tempo, per chi e rispetto a quale alternativa.

Fonti e riferimenti

• ISTAT — PIL e indebitamento delle amministrazioni pubbliche, 2023-2025: https://www.istat.it/comunicato-stampa/pil-e-indebitamento-delle-ap-anni-2023-2025/

• Banca d'Italia — Relazione annuale 2025: https://www.bancaditalia.it/pubblicazioni/relazione-annuale/2025/rel_2025.pdf

• Corte dei conti — Relazione 2025 sul Rendiconto generale dello Stato: https://www.corteconti.it/HOME/StampaMedia/ComunicatiStampa/DettaglioComunicati?Id=162f9431-b75b-45e5-9426-9d1db1e78598

• INPS — Prestazioni pensionistiche e beneficiari: https://www.inps.it/content/dam/inps-site/it/scorporati/comunicati-stampa/2025/10/Allegati/3913_Cs_Osservatorio-Prestazioni-pensionistiche-e-beneficiari-del-sistema-pensionistico-italiano.pdf

• ISTAT — Struttura delle retribuzioni in Italia, 2022: https://www.istat.it/comunicato-stampa/la-struttura-delle-retribuzioni-in-italia-anno-2022/

01.04 Ambiente e clima: ciò che emettiamo, consumiamo e trasformiamo

01 · Introduzione

Da un camino possono uscire sostanze che non vediamo. Alcune restano nell'atmosfera abbastanza a lungo da modificare il clima del pianeta; altre si concentrano vicino alle città e alle industrie, entrano nei polmoni o reagiscono formando nuovi inquinanti. Chiamarle tutte semplicemente «emissioni» nasconde la differenza più importante: non producono lo stesso danno, non agiscono alla stessa scala e non si misurano nello stesso modo.

L'ambiente non ha una sola unità di misura. Tonnellate di gas serra, microgrammi di particolato per metro cubo, ettari di suolo, metri cubi d'acqua, terawattora di energia e tonnellate di rifiuti descrivono pressioni differenti: le emissioni sono soltanto una parte del quadro. Questo capitolo costruisce la grammatica necessaria per non confonderle e per collegare ogni misura al luogo, al tempo e al meccanismo che la rende significativa.

Clima e qualità dell'aria: due problemi collegati, ma diversi

Il cambiamento climatico dipende soprattutto dall'accumulo di gas serra nell'atmosfera. La qualità dell'aria riguarda invece le concentrazioni di sostanze dannose respirate in un luogo e in un periodo. Una tecnologia può ridurre particolato e ossidi di zolfo senza eliminare la CO_2; un intervento climatico può lasciare irrisolto un inquinante locale. Dire soltanto «inquina meno» non basta: occorre specificare quale sostanza e quale effetto.

La CO_2 e il grande accumulo

Che cos'è e da dove viene

L'anidride carbonica è un gas presente naturalmente nell'atmosfera e fondamentale nel ciclo del carbonio. Le attività umane ne aumentano la concentrazione soprattutto bruciando carbone, petrolio e gas, producendo cemento e modificando l'uso del suolo. La CO_2 assorbe parte della radiazione infrarossa emessa dalla Terra e intensifica l'effetto serra.

Perché conta la somma nel tempo

Per la CO_2 non conta soltanto quanto emettiamo quest'anno, ma quanto abbiamo aggiunto complessivamente all'atmosfera. Una parte permane molto a lungo nel sistema climatico: per questo il riscaldamento dipende in larga misura dalle emissioni cumulative nette. Ridurre il flusso annuale rallenta l'accumulo; raggiungere emissioni nette di CO_2 pari a zero arresta l'ulteriore crescita dovuta a quel gas, senza cancellare automaticamente il riscaldamento già prodotto.

Una tonnellata non ha un indirizzo

La CO_2 si mescola nell'atmosfera: ai fini climatici, una tonnellata emessa a Torino o a Shanghai contribuisce allo stesso problema globale. Il luogo resta però importante per attribuire responsabilità, progettare politiche e distinguere le emissioni prodotte sul territorio da quelle incorporate nei beni importati.

CO_2, carbonio e CO_2 equivalente

Una tonnellata di carbonio non è una tonnellata di CO_2: la seconda comprende anche la massa dell'ossigeno legato al carbonio. La CO_2 equivalente, abbreviata CO_2e, è un'altra cosa ancora: traduce l'effetto climatico di gas differenti in una quantità comparabile di CO_2 secondo un orizzonte temporale e una metodologia. È un'unità contabile del clima, non la descrizione letterale della sostanza uscita da un camino.

Gli altri gas serra

Metano

Il metano proviene, tra le altre fonti, dall'estrazione e distribuzione dei combustibili, dagli allevamenti, dalle risaie e dai rifiuti. Rimane nell'atmosfera meno a lungo della CO_2, ma esercita un effetto riscaldante molto più intenso per unità di massa nel periodo considerato. Nei capitoli su agricoltura, energia e rifiuti non potrà essere trattato come una nota marginale.

Protossido di azoto e gas fluorurati

Il protossido di azoto è particolarmente legato ai suoli agricoli e all'uso di fertilizzanti. I gas fluorurati sono impiegati in applicazioni industriali e nella refrigerazione; le quantità possono essere minori, ma alcuni hanno un potenziale di riscaldamento molto elevato. Quando il libro userà la CO_2e, dovremo sempre sapere quali gas sono inclusi.

Gli inquinanti che respiriamo

Particolato: PM10 e PM2,5

Il particolato è una miscela di particelle solide e liquide. Le sigle indicano il diametro aerodinamico: PM10 per le particelle fino a 10 micrometri, PM2,5 per quelle più fini. Non tutto viene emesso direttamente; una parte si forma nell'atmosfera da ammoniaca, ossidi di azoto, ossidi di zolfo e altri precursori. La dimensione influenza la capacità di penetrare nell'apparato respiratorio, ma composizione, durata e concentrazione dell'esposizione restano essenziali.

Ossidi di azoto

NO_x è il nome collettivo usato soprattutto per monossido e biossido di azoto prodotti dalle combustioni. Il biossido di azoto è rilevante per la salute; gli NO_x partecipano inoltre alla formazione di ozono troposferico e particolato secondario. Traffico, impianti energetici e processi industriali possono avere profili molto diversi secondo tecnologia e condizioni di funzionamento.

Anidride solforosa

La SO_2 deriva soprattutto dalla combustione di combustibili contenenti zolfo e da alcuni processi industriali. Può irritare l'apparato respiratorio e contribuire alla formazione di particolato e deposizioni acide. La sua riduzione in molti contesti dimostra anche che controllare un inquinante specifico non equivale a risolvere automaticamente il problema climatico.

Ozono: utile in alto, dannoso vicino al suolo

L'ozono stratosferico protegge dalla radiazione ultravioletta. L'ozono troposferico, invece, è un inquinante: non viene normalmente emesso direttamente, ma si forma attraverso reazioni fotochimiche che coinvolgono ossidi di azoto e composti organici volatili in presenza di luce solare. Per questo la relazione tra emissioni dei precursori e concentrazione locale può essere complessa.

Ammoniaca, composti organici volatili e monossido di carbonio

L'ammoniaca è particolarmente importante in agricoltura e contribuisce al particolato secondario. I composti organici volatili partecipano alla chimica dell'ozono e provengono da fonti naturali e antropiche. Il monossido di carbonio nasce dalla combustione incompleta ed è tossico. Nel libro resteranno sullo sfondo, ma verranno richiamati quando determinano una parte significativa dell'impatto.

L'ambiente non è soltanto atmosfera

Energia e materie prime

L'energia è sia una risorsa sia una causa di pressioni ambientali, ma consumo energetico ed emissioni non sono la stessa misura. Occorre distinguere l'energia contenuta nelle fonti, quella consegnata agli utilizzatori e il servizio utile ottenuto, come calore, movimento o illuminazione. Due sistemi possono fornire lo stesso servizio con consumi diversi; un'efficienza migliore per unità può convivere con un consumo totale crescente. Per i materiali contano quantità estratta, trasformata, incorporata nei prodotti, riutilizzata e restituita

all'ambiente: tonnellate diverse non sono equivalenti se cambiano scarsità, tossicità, origine o possibilità di recupero.

Acqua: prelievo, consumo e qualità

Prelevare acqua significa rimuoverla da fiumi, laghi o falde; consumarla significa renderne una parte non immediatamente disponibile nello stesso bacino, per evaporazione, incorporazione o trasferimento. Molta acqua prelevata può tornare nell'ambiente, ma in un luogo, momento o stato qualitativo diverso. Un volume annuale non basta: disponibilità locale, stagione, stato della falda, qualità e competizione tra usi determinano l'impatto.

Territorio e suolo

Usare territorio può significare occuparlo temporaneamente, trasformarlo, impermeabilizzarlo o frammentare habitat. Ettari con funzioni ecologiche e produttive differenti non sono intercambiabili. Nel suolo contano anche erosione, sostanza organica, contaminazione, fertilità e capacità di trattenere acqua e carbonio. Per questo una superficie deve essere accompagnata da localizzazione, uso precedente, durata e tipo di trasformazione.

Ecosistemi e biodiversità

Un ecosistema non è soltanto un elenco di specie: comprende relazioni che sostengono impollinazione, formazione del suolo, regolazione dell'acqua, produzione di biomassa e altre funzioni. La biodiversità può essere descritta con specie, popolazioni, habitat, integrità e rischio di estinzione, ma nessun indicatore riassume tutto. Gli effetti sono spesso locali, cumulativi e difficili da invertire; una compensazione in un altro luogo non rende automaticamente equivalenti gli habitat.

Rifiuti e circolarità

Le tonnellate di rifiuti prodotti, raccolti, riciclati, inceneriti o smaltiti misurano passaggi diversi. Una percentuale di riciclo non dice da sola quanta materia vergine è stata evitata, quante volte il materiale potrà essere riutilizzato o quali scarti e consumi sono stati necessari. La gerarchia parte dalla prevenzione: ridurre i materiali e prolungare la vita dei prodotti può contare più del

trattamento a fine uso. Anche in un sistema circolare restano perdite, energia consumata e materiali non recuperabili.

Misurare senza perdere il perimetro

Emissioni e concentrazioni

Le emissioni misurano una quantità rilasciata in un intervallo; le concentrazioni descrivono quanto inquinante è presente in un volume d'aria. Molte emissioni non producono una concentrazione uniforme: meteorologia, distanza, altezza della sorgente, reazioni chimiche e conformazione del territorio cambiano l'esposizione.

Territoriale o incorporato nei consumi

L'inventario territoriale attribuisce a un paese ciò che viene emesso entro i suoi confini. L'impronta dei consumi segue invece le emissioni lungo le catene produttive mondiali e le attribuisce alla domanda finale. Nessuno dei due perimetri è universalmente migliore: rispondono a domande differenti e non vanno mescolati nello stesso confronto.

Totale o intensità

Un'impresa può ridurre le emissioni per unità di prodotto e aumentare quelle complessive se produce molto di più. L'intensità descrive l'efficienza; il totale descrive la pressione assoluta. Per valutare l'impatto servono spesso entrambi.

I confini del ciclo di vita

La valutazione del ciclo di vita, abbreviata LCA dall'inglese Life Cycle Assessment, misura gli impatti associati a un prodotto o servizio entro confini dichiarati. Un'analisi gate-to-gate considera una singola fase produttiva; una cradle-to-gate parte dall'estrazione delle materie prime e arriva all'uscita dalla fabbrica; una cradle-to-grave comprende anche distribuzione, uso e fine vita. Cambiare confine può spostare o escludere gran parte dell'impatto. I confronti sono quindi accettabili soltanto quando unità funzionale, geografia, periodo e confini del sistema sono compatibili.

Gli Scope 1, 2 e 3 rispondono a una domanda collegata ma diversa. Nella contabilizzazione delle emissioni di un'organizzazione, lo Scope 1 comprende le emissioni dirette delle attività controllate, lo Scope 2 quelle associate all'energia acquistata e lo Scope 3 le altre emissioni indirette della catena del valore. Questi perimetri non devono essere confusi con le fasi considerate da una valutazione del ciclo di vita di prodotto.

L'Italia come paesaggio di numeri

Nel 2024 l'Italia ha emesso poco più di 360 milioni di tonnellate di gas serra in CO_2 equivalente, circa il 30% in meno rispetto al 1990. Dividere il totale per la popolazione produce un riferimento di circa 6,1 tonnellate a persona, ma non assegna a ogni cittadino una quota realmente emessa: industria, trasporti, edifici e agricoltura hanno strutture e responsabilità differenti.

L'impronta dei consumi italiani stimata da Eurostat per il 2023 era circa 535 milioni di tonnellate di CO_2e. È più alta dell'inventario territoriale, ma il confronto è orientativo perché anno e metodo differiscono. La distanza racconta soprattutto quanto un'economia sia connessa a catene produttive esterne.

Nello stesso paese, nel 2024 sono stati prodotti circa 29,9 milioni di tonnellate di rifiuti urbani e consumati 311,9 TWh di elettricità; il consumo netto di suolo è stato circa 7.850 ettari. Nel 2022 le perdite delle reti idriche comunali erano il 42,4% dell'acqua immessa. Nessun numero può sostituire gli altri: insieme mostrano che l'impatto ambientale è una costellazione di pressioni, non un punteggio unico.

Anche la qualità dell'aria mostra perché norma e salute non coincidono. Nel 2024 il limite europeo annuale del PM2,5 risultava rispettato nelle stazioni italiane, mentre il 97,7% superava il più severo valore guida dell'OMS. Un limite legale e una raccomandazione sanitaria rispondono a processi diversi e devono essere nominati correttamente.

Il riferimento climatico principale

Nei capitoli successivi la CO_2 — o la CO_2 equivalente quando sono inclusi altri gas serra — sarà il riferimento climatico comune: una grandezza leggibile, confrontabile e spesso disponibile. Non sarà però usata come sinonimo di ambiente. Dove sono rilevanti, verranno considerate anche qualità dell'aria, energia e materiali, acqua, suolo, biodiversità e rifiuti, con indicatori coerenti con il fenomeno osservato.

La domanda corretta non sarà «quanto inquina?», ma: quale sostanza o risorsa viene emessa, consumata o trasformata; in quale fase e luogo; rispetto a quale quantità o servizio; con quale effetto su clima, salute, territorio o ecosistemi; e lungo quanto tempo?

Quando una concentrazione di particolato, ozono o sostanze tossiche viene tradotta in malattie, decessi, disabilità, anni di vita perduti o costi sanitari, il problema passa dalla misurazione della pressione ambientale alla valutazione degli effetti sulle persone, trattata nel capitolo successivo.

Fonti e riferimenti

• Commissione europea, Joint Research Centre — Product Environmental Footprint, metodo basato sulla valutazione del ciclo di vita: https://knowledge4policy.ec.europa.eu/glossary-item/product-environmental-footprint-pef_en

• Greenhouse Gas Protocol — Corporate Standard e definizioni degli Scope 1, 2 e 3: https://ghgprotocol.org/corporate-standard-frequently-asked-questions

• IPCC — Sixth Assessment Report, Synthesis Report: https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/

• OMS — Linee guida globali sulla qualità dell'aria: https://www.who.int/publications/i/item/9789240034228

• ISPRA — Inventario italiano dei gas serra 1990-2024: https://www.isprambiente.gov.it/it/pubblicazioni/rapporti/national-inventory-document-2026-italian-greenhouse-gas-inventory-1990-2024

• Eurostat — Greenhouse gas emission footprints: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Greenhouse_gas_emission_footprints

• ISPRA — Rifiuti urbani 2024: https://www.isprambiente.gov.it/it/istituto-informa/comunicati-stampa/anno-2025/rifiuti-urbani-nel-2024

• ISPRA-SNPA — Consumo di suolo, edizione 2025: https://www.isprambiente.gov.it/it/archivio/eventi/2025/10/presentazione-rapporto-consumo-di-suolo-dinamiche-territoriali-e-servizi-ecosistemici-edizione-2025

• Terna — Consumi elettrici 2024: https://www.terna.it/it/media/comunicati-stampa/dettaglio/consumi-elettrici-2024

• ISTAT — Statistiche sull'acqua 2020-2023: https://www.istat.it/comunicato-stampa/le-statistiche-dellistat-sullacqua-anni-2020-2023/

• ISPRA — Qualità dell'aria 2024: https://www.isprambiente.gov.it/it/istituto-informa/comunicati-stampa/anno-2025/qualita-dellaria-nel-2024

• IEA — Energy End-uses and Efficiency Indicators: https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/energy-end-uses-and-efficiency-indicators

• FAO AQUASTAT — Water use methodology: https://www.fao.org/aquastat/en/overview/methodology/water-use/

• IPBES — Global Assessment Report on Biodiversity and Ecosystem Services: https://www.ipbes.net/global-assessment

• Unione europea — Direttiva quadro sui rifiuti 2008/98/CE: https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2008/98/oj

01.05 Salute, persone e società: quando i numeri diventano persone

01 · Introduzione

Mille persone possono essere una folla, un piccolo paese o una frazione quasi invisibile della popolazione italiana. Possono essere mille beneficiari diversi oppure cento persone contate dieci volte. Possono avere ricevuto un servizio, subito un danno lieve o perso molti anni di vita. Prima ancora di discutere se un impatto sia grande, dobbiamo sapere chi è stato contato e che cosa gli è accaduto.

L'impatto sociale comprende salute, sicurezza, lavoro, povertà, istruzione, accessibilità e qualità della vita. Non esiste un'unica metrica capace di riassumerlo senza scegliere implicitamente che cosa considerare importante. Il compito del libro non sarà comprimere le persone in un punteggio, ma rendere leggibili scala, distribuzione, durata e gravità degli effetti.

Persone, eventi e popolazioni

Una persona non è una prestazione

Un ospedale può registrare diecimila accessi senza aver curato diecimila persone. Un lavoratore può comparire in più contratti, un passeggero in molti viaggi, una famiglia in diversi trasferimenti pubblici. Quando i dati amministrativi contano eventi, non dobbiamo trasformarli automaticamente in individui.

Il denominatore racconta la domanda

Centomila casi sono molti o pochi? Dipende dalla popolazione esposta. Un tasso per mille, per centomila o per milione consente confronti tra territori di dimensione diversa, ma soltanto se il denominatore rappresenta davvero chi

poteva subire l'evento. Dividere ogni cifra per tutti gli abitanti può produrre un numero formalmente corretto e concettualmente inutile.

Incidenza e prevalenza

L'incidenza conta i nuovi eventi in un periodo; la prevalenza misura quante persone vivono con una condizione in un dato momento o intervallo. Una malattia rara ma lunga può avere bassa incidenza e prevalenza significativa. Confondere le due misure altera sia la percezione del rischio sia il fabbisogno di servizi.

La media può nascondere il mondo

Se due persone hanno redditi molto diversi, la loro media può non assomigliare alla vita di nessuna delle due. Lo stesso accade con tempi di attesa, speranza di vita, esposizione all'inquinamento e risultati scolastici. La media descrive il centro aritmetico; mediana, distribuzione e differenze tra gruppi mostrano chi resta lontano da quel centro.

Un miglioramento nazionale può convivere con un peggioramento locale. Un beneficio complessivo può concentrarsi su chi era già avvantaggiato, mentre il costo ricade su chi dispone di meno alternative. Per questo l'impatto sociale richiede sempre almeno due domande: quante persone sono coinvolte e come sono distribuiti benefici, rischi e possibilità di scelta.

Salute: non tutti gli esiti hanno lo stesso peso

Rischio assoluto e rischio relativo

Un rischio che raddoppia sembra enorme, ma il suo significato cambia se passa da uno a due casi per milione oppure da cento a duecento per mille. Il rischio relativo descrive la variazione proporzionale; quello assoluto mostra quante persone in più potrebbero essere interessate. Quando possibile, il libro presenterà entrambi.

Durata, gravità e anni di vita

Contare i decessi è necessario ma non sufficiente. Un danno può causare disabilità temporanea, una malattia cronica o la perdita di molti anni di vita. Indicatori come gli anni di vita persi per morte prematura e gli anni vissuti in condizioni di salute ridotta provano a incorporare durata e gravità. La loro somma forma i DALY, dall'inglese *Disability-Adjusted Life Years*: un DALY rappresenta la perdita equivalente di un anno vissuto in piena salute. Sono modelli utili, ma dipendono da ipotesi e non trasformano esperienze diverse in realtà moralmente equivalenti.

Associazione non significa causa

Due fenomeni possono variare insieme perché uno influenza l'altro, perché condividono una causa o per coincidenza. Gli studi osservazionali possono mostrare associazioni robuste, ma attribuire un numero di malattie o morti richiede una metodologia riconosciuta, un confronto plausibile e incertezze dichiarate. Non calcoleremo vittime di una singola impresa con semplici proporzioni.

Lavoro: oltre il numero degli occupati

Creare posti di lavoro può essere un beneficio importante, ma il conteggio non descrive salari, stabilità, orari, sicurezza, competenze, potere contrattuale o possibilità di crescita. Occorre distinguere occupazione diretta, indiretta e indotta ed evitare di sommarle quando derivano da modelli incompatibili. Anche la perdita di un posto ha effetti differenti secondo territorio, età, specializzazione e alternative disponibili.

Povertà, accesso e capacità reale

La disponibilità di un servizio non garantisce che tutti possano usarlo. Prezzo, distanza, tempo, barriere fisiche, competenze linguistiche e digitali possono trasformare un diritto formale in un accesso diseguale. Per cibo, sanità, energia, istruzione e trasporti distingueremo quindi capacità del sistema, copertura nominale, accessibilità economica e utilizzo effettivo.

Anche la povertà cambia con la definizione. La povertà assoluta valuta la possibilità di sostenere un paniere essenziale che varia con composizione familiare e territorio. Nelle statistiche dell'Istituto nazionale di statistica (ISTAT), questa condizione è stimata confrontando la spesa mensile per consumi della famiglia — non il reddito dichiarato — con il valore monetario del paniere essenziale applicabile a quella famiglia. La povertà relativa osserva invece la posizione rispetto al tenore di vita della società. Sono due lenti complementari, non due stime concorrenti dello stesso oggetto.

Condizioni di vita e comunità

Le condizioni di vita non si esauriscono nel reddito o nell'accesso formale ai servizi. Casa, mobilità, istruzione, sicurezza, tempo disponibile, relazioni e possibilità di partecipare determinano quanto una persona possa tradurre risorse e diritti in vita quotidiana. Anche il lavoro di cura, retribuito o non retribuito, sostiene famiglie e comunità: ignorare chi lo svolge e quanto tempo richiede può far apparire gratuito un costo che è stato soltanto trasferito.

Gli effetti su una comunità non coincidono sempre con la somma degli esiti individuali. La chiusura di un presidio, lo spostamento di residenti o la concentrazione di rumore, traffico e rischio possono modificare reti di assistenza, opportunità e senso di sicurezza in un luogo preciso. Quando questi aspetti sono rilevanti, il libro distinguerà gli effetti temporanei da quelli duraturi e le medie generali dalle conseguenze locali.

L'Italia come punto di riferimento umano

Alla fine del 2024 l'Italia contava circa 58,9 milioni di residenti. Un milione di persone rappresenta quindi circa l'1,7% della popolazione; 5,9 milioni circa un decimo. Questa conversione è utile quando il fenomeno riguarda potenzialmente tutti, ma non sostituisce il denominatore specifico quando sono esposti soltanto lavoratori, minori, anziani o abitanti di un territorio.

Nel 2024 circa 5,7 milioni di persone vivevano in povertà assoluta, il 9,8% della popolazione; tra i minori la quota era il 13,8%. Nello stesso anno gli incidenti stradali hanno causato 3.030 morti e 233.853 feriti, mentre gli omicidi volontari

sono stati 327. Mettere questi numeri uno accanto all'altro mostra ordini di grandezza diversi, non rende equivalenti cause, vittime, esposizioni o possibilità di prevenzione.

Nella fotografia consolidata al 30 aprile 2025, l'Istituto nazionale per l'assicurazione contro gli infortuni sul lavoro (INAIL) registrava per il 2024 circa 593 mila denunce di infortunio e 1.202 casi mortali denunciati. Non sono altrettanti infortuni definitivamente riconosciuti né, nel secondo caso, soltanto decessi avvenuti sul luogo di lavoro: il totale comprende anche eventi in itinere ed è soggetto alle definizioni e alle procedure dell'assicurazione. Anche questo dato ha un perimetro: riguarda le denunce registrate nell'ambito dell'INAIL e non coincide con l'intero universo del lavoro. Restano fuori le attività non comprese nell'assicurazione obbligatoria e possono non emergere gli eventi che non vengono denunciati o rimangono sommersi. Il linguaggio statistico è parte del dato: sostituire «denuncia» con «infortunio accertato» cambierebbe impropriamente il fenomeno.

La speranza di vita alla nascita era 83,4 anni, con una differenza di circa 4,1 anni tra donne e uomini. È una media costruita sui tassi di mortalità osservati, non una previsione individuale né una promessa. Come molte grandi statistiche sociali, acquista valore quando viene scomposta per territorio, condizione economica e altre caratteristiche rilevanti.

Chi beneficia e chi sopporta il costo

Una politica può produrre un beneficio netto e avere comunque perdenti riconoscibili. Un'infrastruttura riduce i tempi per molti ma aumenta rumore e traffico per chi vive vicino; una trasformazione industriale crea nuove competenze e rende obsolete altre; un alimento economico amplia l'accesso ma può trasferire pressioni su lavoratori, salute o ambiente. La neutralità non consiste nel fingere che tutti gli effetti si compensino: consiste nel mostrarne distribuzione e qualità delle prove.

Dietro ogni totale

I grandi numeri sociali hanno una particolarità: ogni unità può essere una persona con una storia irripetibile. Il rispetto per quella complessità non impedisce di misurare; impone di misurare meglio. Nei capitoli successivi useremo i numeri per rendere visibili gli effetti, senza lasciare che il totale cancelli chi li vive.

Fonti e riferimenti

- ISTAT — Indicatori demografici 2024: https://www.istat.it/comunicato-stampa/indicatori-demografici-anno-2024/
- ISTAT — Povertà in Italia 2024: https://www.istat.it/comunicato-stampa/la-poverta-in-italia-anno-2024/
- ISTAT — Vittime di omicidio 2024: https://www.istat.it/comunicato-stampa/le-vittime-di-omicidio-anno-2024/
- ISTAT — Incidenti stradali in Italia 2024: https://www.istat.it/comunicato-stampa/incidenti-stradali-in-italia-2024/
- INAIL — Relazione annuale 2024: https://www.inail.it/portale/it/inail-comunica/news/notizia.2025.07.news-presentazione-relazione-annuale-inail-2024.html
- OMS — Leading causes of DALYs: https://www.who.int/data/gho/data/themes/mortality-and-global-health-estimates/global-health-estimates-leading-causes-of-dalys
- IARC-OMS — Definizione di incidenza e popolazione a rischio: https://ci5.aws-csu.iarc.who.int/ci5-xii/about/
- ILO — Economia della cura: https://www.ilo.org/it/aree-tematiche/economia-della-cura
- ISTAT — Rapporto BES 2024: https://www.istat.it/produzione-editoriale/rapporto-bes-2024-il-benessere-equo-e-sostenibile-in-italia/

• ISTAT — Metodologia della povertà assoluta: https://siqual.istat.it/SIQual/visualizza.do?id=8888914&language=IT&refresh=true

03.01 – Panoramica del settore

L’energia non coincide con l’elettricità che esce da una presa né con il combustibile contenuto in un serbatoio. È un sistema di risorse, trasformazioni e infrastrutture che rende possibili illuminazione, calore, raffrescamento, mobilità, produzione industriale, comunicazioni e molti altri servizi. Per arrivare all’uso finale, una risorsa può essere estratta o intercettata, convertita, trasportata, immagazzinata e distribuita. In ciascun passaggio si impiegano capitale, materiali e lavoro; si verificano perdite; cambiano costi, rischi e conseguenze ambientali e sociali.

Dalle fonti ai servizi energetici

Le fonti primarie sono le forme di energia disponibili in natura prima di una trasformazione: carbone, petrolio, gas naturale, uranio, biomassa, radiazione solare, vento, acqua in movimento e calore terrestre. Alcune possono essere utilizzate direttamente, come la legna bruciata per produrre calore; molte altre vengono convertite in forme più pratiche. Il greggio è raffinato in combustibili e altri prodotti, il gas può alimentare una caldaia o una centrale, il vento e la luce solare possono essere trasformati in elettricità.

Un vettore energetico trasporta energia ottenuta da una fonte: ne sono esempi l’elettricità, i prodotti petroliferi raffinati, l’idrogeno e il calore distribuito da una rete. Un vettore non indica da solo l’origine dell’energia. L’elettricità può provenire dal carbone, dal gas, dal nucleare, dall’acqua, dal vento o dal Sole; l’idrogeno può essere prodotto utilizzando combustibili fossili, biomassa o elettrolisi. Per valutarne costi ed effetti occorre quindi risalire all’intera catena.

Tra la fonte e il vettore operano le tecnologie di conversione: raffinerie, centrali termoelettriche, reattori, turbine, pannelli fotovoltaici, elettrolizzatori e pompe di calore. Le infrastrutture — pozzi, terminali, navi, oleodotti, gasdotti, elettrodotti, sottostazioni e reti di distribuzione — collegano i diversi passaggi. I sistemi di accumulo svolgono una funzione

ancora diversa: batterie, bacini di pompaggio e accumuli termici non creano energia, ma la conservano per restituirla in un altro momento. Fonti, vettori, conversione, accumulo e infrastrutture sono parti complementari, non categorie intercambiabili.

Potenza, energia e produzione effettiva

La potenza misura la velocità con cui l'energia viene prodotta o consumata e si esprime in watt (W). L'energia misura invece la quantità complessiva e si esprime normalmente in wattora (Wh). Una lampadina da 100 watt accesa per dieci ore consuma 1 kilowattora: i watt descrivono il ritmo del consumo, i wattora il totale accumulato nel tempo. Per quantità maggiori si usano gigawattora e terawattora: 1 GWh equivale a un milione di kWh e 1 TWh equivale a 1.000 GWh.

La stessa distinzione separa capacità installata e produzione. Un impianto da 1 gigawatt mantenuto alla piena potenza per tutte le 8.760 ore di un anno produrrebbe 8,76 terawattora. La produzione reale dipende dalla disponibilità della risorsa, dalla manutenzione, dall'efficienza, dalle condizioni della rete e dalle decisioni operative. Il rapporto tra produzione osservata e massimo teorico è chiamato fattore di capacità. Confrontare soltanto i gigawatt installati può quindi essere fuorviante: tecnologie o impianti con la stessa potenza nominale possono fornire quantità di energia molto diverse.

Anche un sistema di accumulo richiede due grandezze. La potenza, espressa per esempio in megawatt, indica quanto rapidamente può caricarsi o scaricarsi; la capacità energetica, espressa in megawattora, indica quanta energia può contenere. Una batteria da 100 MW e 400 MWh può teoricamente erogare la massima potenza per quattro ore. Confondere le due misure impedisce di capire se un accumulo sia adatto a compensare oscillazioni di pochi minuti, a spostare energia tra giorno e notte o a coprire periodi più lunghi.

Energia primaria, offerta e consumo finale

I bilanci energetici seguono i flussi dall'approvvigionamento agli utilizzatori. L'offerta totale di energia comprende l'energia prodotta o importata, al netto delle esportazioni e delle variazioni considerate dal bilancio. Il consumo finale registra invece l'energia consegnata a famiglie, industria, trasporti, agricoltura e servizi, compresi in alcune statistiche gli usi non energetici dei prodotti, come le materie prime petrolchimiche.

La distanza tra offerta e consumo finale non è una semplice misura dello "spreco". Comprende le perdite di conversione: nelle centrali termoelettriche e nei motori, una parte rilevante dell'energia contenuta nel combustibile viene trasformata in calore a bassa temperatura e non può essere convertita interamente in lavoro utile. Comprende inoltre l'uso proprio delle industrie energetiche e le perdite di trasmissione e distribuzione. Il divario dipende anche dalle convenzioni con cui le statistiche attribuiscono un contenuto di energia primaria a nucleare, idroelettrico, eolico e solare. Per esempio, l'Agenzia internazionale dell'energia contabilizza per il nucleare il calore prodotto nel reattore, stimandolo dalla generazione elettrica con un rendimento convenzionale quando manca un dato specifico. Due serie costruite con metodi diversi possono quindi descrivere correttamente lo stesso sistema e produrre totali differenti.

Nel 2025 la domanda energetica mondiale, misurata dall'Agenzia internazionale dell'energia nel bilancio dell'offerta totale, è cresciuta di circa l'1,3%, pari a 8 exajoule. Sono circa 2.200 TWh: distribuiti uniformemente sulle 8.760 ore dell'anno, corrisponderebbero a una potenza media di circa 250 GW. Quest'ultimo valore serve soltanto a rendere comprensibile la scala dell'aumento e non rappresenta nuova capacità installata.

L'elettricità dentro il sistema energetico

L'elettricità è centrale perché può essere trasportata, controllata con precisione e convertita in luce, movimento, calore o elaborazione digitale. Non rappresenta però tutto il sistema energetico: nel 2025 l'Agenzia internazionale dell'energia stimava che costituisse circa il 21% del

consumo finale mondiale. Gran parte dell'energia continua a raggiungere gli utilizzatori come combustibile impiegato direttamente nei trasporti, negli edifici e nei processi industriali.

Il mix elettrico è perciò diverso dal mix energetico complessivo. Nel 2025 la domanda di petrolio, gas e carbone è ancora aumentata, sebbene più lentamente rispetto al 2024. Nella generazione elettrica, invece, rinnovabili e nucleare hanno fornito insieme circa il 42% dell'elettricità mondiale. La loro crescita ha superato l'intero aumento della produzione elettrica dell'anno, mentre la generazione da fonti fossili è leggermente diminuita. I combustibili fossili hanno comunque continuato a produrre più della metà dell'elettricità mondiale, con il carbone ancora prima fonte singola. I due quadri non sono in contraddizione: elettricità e sistema energetico complessivo hanno perimetri diversi.

La rete elettrica deve mantenere continuamente l'equilibrio tra immissioni e prelievi. Produzione flessibile, interconnessioni, gestione della domanda, riserve operative e accumuli contribuiscono in modi diversi a questo equilibrio. Le batterie possono reagire rapidamente e spostare energia per alcune ore; i bacini di pompaggio possono offrire grandi capacità; altre tecnologie mirano a durate più lunghe. Gli accumuli non sono però l'unica risposta alla variabilità di vento e Sole: il loro valore dipende dalla struttura della rete, dal mix di generazione, dalla distribuzione geografica delle risorse e dal profilo dei consumi.

Una scala mondiale ancora dominata dai fossili

La crescita delle tecnologie a basse emissioni avviene dentro un sistema nel quale continuano ad aumentare anche molti consumi tradizionali. Nel 2025 la domanda globale di energia è cresciuta dell'1,3% e quella di elettricità di circa il 3%, con quasi 800 TWh aggiuntivi. Le fonti a basse emissioni hanno fornito quasi il 60% dell'aumento della domanda energetica; nella generazione elettrica, il solo solare fotovoltaico è cresciuto di circa 600 TWh. Nello stesso anno, mentre la generazione elettrica da fonti fossili è leggermente diminuita, nel sistema energetico complessivo è aumentata la domanda di ciascuno dei

tre combustibili fossili. Una transizione energetica può quindi iniziare come aggiunta di nuova capacità prima di diventare sostituzione netta delle fonti esistenti.

Questa composizione ha conseguenze climatiche dirette. Nel 2025 le emissioni mondiali di anidride carbonica legate all'energia sono aumentate di circa lo 0,4%, raggiungendo un nuovo massimo superiore a 38 miliardi di tonnellate. Il totale unisce processi differenti — generazione elettrica, calore, trasporti e industria — e non permette da solo di valutare una singola tecnologia; mostra però quanto il sistema energetico sia ancora legato alla combustione di carbone, petrolio e gas.

Disponibilità, affidabilità e accesso

L'energia ha valore soltanto quando il servizio è disponibile nel luogo e nel momento in cui serve e a un costo sostenibile. Una grande capacità installata non garantisce da sola continuità della fornitura; servono combustibili o risorse disponibili, reti adeguate, manutenzione, riserve e capacità di risposta ai guasti. Sicurezza dell'approvvigionamento, affidabilità tecnica e accessibilità economica sono concetti vicini ma distinti: un sistema può avere energia sufficiente e distribuirla male, oppure essere tecnicamente affidabile ma troppo costoso per una parte della popolazione.

Il rapporto internazionale Tracking SDG 7 del 2026 stima che nel 2024 circa 655 milioni di persone non avessero ancora accesso all'elettricità e circa 2 miliardi dipendessero da combustibili e tecnologie inquinanti per cucinare. Questi numeri non descrivono soltanto una carenza di impianti: riflettono distanza dalle reti, redditi, qualità delle istituzioni, conflitti, costo del capitale e capacità di mantenere i servizi. La scala fisica dell'energia, quella economica e quella umana devono quindi essere lette insieme.

Il sistema energetico può essere compreso seguendo pochi passaggi essenziali: da dove proviene l'energia, come viene trasformata, attraverso quali reti si muove, quando viene accumulata e quali servizi produce. Le cifre acquistano senso solo dopo avere distinto i perimetri: fonte e vettore,

offerta e consumo finale, potenza ed energia, capacità nominale e produzione reale. È in queste differenze che diventano visibili i costi, le dipendenze, le perdite e le conseguenze del sistema.

Fonti e riferimenti

Agenzia internazionale dell'energia (IEA), Global Energy Review 2026 – Global trends, domanda mondiale di energia ed elettricità nel 2025.
https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2026/global-trends

Agenzia internazionale dell'energia (IEA), Global Energy Review 2026 – Key findings, fonti, generazione elettrica ed emissioni nel 2025.
https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2026/key-findings

Agenzia internazionale dell'energia (IEA), Electricity 2026 – Supply, composizione della generazione elettrica mondiale nel 2025.
https://www.iea.org/reports/electricity-2026/supply

Agenzia internazionale dell'energia (IEA), Electricity 2026 – Demand, domanda elettrica mondiale e quota dell'elettricità nel consumo finale.
https://www.iea.org/reports/electricity-2026/demand

Agenzia internazionale dell'energia (IEA), Energy mix – definizioni di offerta totale, trasformazione e consumo finale.
https://www.iea.org/world/energy-mix

Agenzia internazionale dell'energia (IEA), Glossary – convenzione statistica per l'energia nucleare.
https://www.iea.org/glossary

United Nations Statistics Division, Energy Balances and Electricity Profiles – Concepts and definitions.
https://unstats.un.org/unsd/energy/balance/concepts.htm

World Bank, IEA, IRENA, UNSD e WHO, Tracking SDG 7: The Energy Progress Report 2026 – accesso all'elettricità e alla cottura pulita, dati 2024.
https://www.iea.org/reports/tracking-sdg7-the-energy-progress-report-2026

03.02 Italia

Il sistema energetico italiano combina una dipendenza strutturale dall'estero con una trasformazione più rapida del comparto elettrico. Il gas conserva un ruolo centrale, mentre le fonti rinnovabili avanzano soprattutto nella produzione di elettricità. La differenza fra questi due ritmi aiuta a comprendere tanto i progressi quanto i vincoli del sistema nazionale.

La scala del sistema italiano

Nel 2024 la disponibilità energetica lorda italiana è stata di circa 142,4 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep), l'1,4% in meno rispetto all'anno precedente. È l'energia complessivamente a disposizione del Paese dopo avere considerato produzione interna, scambi con l'estero e variazioni delle scorte, prima di arrivare agli utilizzatori finali. Comprende quindi anche l'energia impiegata nelle trasformazioni, nel funzionamento del settore energetico e nelle reti.

La produzione nazionale è stata pari a circa 36,9 Mtep. Quasi 28,8 Mtep provenivano da fonti rinnovabili e bioliquidi; petrolio e prodotti petroliferi contribuivano per 4,8 Mtep e il gas naturale per 2,1 Mtep. Il confronto mostra che l'Italia produce entro i propri confini soltanto una parte dell'energia di cui dispone e che, all'interno di questa produzione, le rinnovabili hanno ormai un peso predominante.

Una dipendenza strutturale dall'estero

Nel bilancio del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, le importazioni nette del 2024 sono state pari a 104,7 Mtep, equivalenti al 73,5% della disponibilità energetica lorda. In altre parole, quasi tre unità di energia su quattro dipendevano dagli scambi con l'estero. Il valore è sceso dal 74,8% del 2023, grazie alla diminuzione delle importazioni nette e alla crescita della produzione nazionale, ma continua a descrivere una dipendenza molto elevata.

La situazione cambia profondamente da una fonte all'altra. Secondo l'indicatore ISPRA, nel 2024 la dipendenza era del 95,8% per il gas naturale, del 95,5% per i prodotti petroliferi e del 100% per i combustibili solidi. Per le rinnovabili scendeva invece al 6,1%, soprattutto per effetto delle biomasse importate e degli scambi. A ridurre la dipendenza complessiva contribuiscono dunque soprattutto le fonti che possono essere sfruttate sul territorio nazionale.

Quanto pesa davvero il petrolio italiano

Il dato più recente riguarda il 2025, quando l'Italia ha estratto 3,887 milioni di tonnellate di greggio. La Basilicata ne ha fornito l'84,8%: il 45,0% dalla concessione Gorgoglione–Tempa Rossa, operata da TotalEnergies (50%) con Shell e Mitsui (25% ciascuna), e il 39,8% da Val d'Agri, operata da Eni (61%) con Shell (39%). Pro quota, TotalEnergies rappresentava il 22,5% del greggio nazionale e le partecipazioni straniere nei due giacimenti raggiungevano il 60,5%. Le quote estere sono dunque maggioritarie nell'estrazione italiana, che però resta piccola.

I giacimenti appartengono allo Stato ma sono coltivati da imprese private in concessione, che investono e assumono il rischio, dispongono della produzione spettante e pagano canoni e royalties: per il greggio a terra, il 7% più un 3%. Proprietà del giacimento, nazionalità degli azionisti e destinazione del greggio sono questioni diverse.

Per confrontare estrazione, importazioni e raffinazione nello stesso anno occorre tornare al bilancio completo del 2024: le raffinerie italiane hanno lavorato 60,254 milioni di tonnellate di greggio, contro una produzione nazionale di 4,367 milioni e importazioni per 56,707 milioni. Il greggio italiano equivaleva al 7,2% delle lavorazioni e al 7,7% delle importazioni; quello raffinato in Italia ne copriva il 5,2%. Destinandolo tutto agli impianti nazionali, oltre il 92% del fabbisogno resterebbe da coprire altrove.

Val d'Agri raggiunge Taranto via oleodotto: parte viene raffinata e parte della quota Shell spedita via mare. Tempa Rossa usa lo stesso collegamento per stoccaggio e spedizione.

Nel 2024 l'Italia ha esportato 1,140 milioni di tonnellate di greggio, soprattutto verso Turchia e Spagna, senza che i dati consentano di attribuirlo a una concessione. È fuorviante parlare di petrolio «venduto a poco e ricomprato caro»: greggi e prodotti raffinati hanno qualità, costi e prezzi diversi. Dopo il 2022 la quota russa è scesa dal 23,9% a zero, sostituita soprattutto da Libia, Azerbaigian e Kazakhstan. È cambiata la provenienza, non la dipendenza strutturale.

Dove viene consumata l'energia

Nel 2024 i consumi energetici finali sono stati pari a circa 109,0 Mtep, l'1% in più rispetto al 2023. I trasporti ne hanno assorbito il 35,4%, il settore residenziale il 25,3%, l'industria il 20,6% e i servizi il 15,8%. Agricoltura, pesca e altri impieghi minori rappresentavano la parte restante, poco meno del 3%. Le percentuali derivano dai valori settoriali del Bilancio energetico nazionale.

La distribuzione mostra che l'energia italiana non coincide con quella utilizzata dalle fabbriche né con la sola elettricità. I trasporti costituiscono il blocco maggiore e dipendono ancora soprattutto dai prodotti petroliferi; nelle abitazioni sono importanti gas, elettricità e fonti rinnovabili termiche; l'industria impiega un insieme diverso di combustibili, calore ed elettricità. Nel 2024 i consumi sono cresciuti nei trasporti e nei servizi, sono rimasti quasi stabili nel residenziale e sono diminuiti nell'industria.

Il ruolo centrale del gas

Nel 2024 il gas naturale rappresentava il 35,5% della disponibilità energetica lorda, in aumento rispetto al 34,8% del 2023. Soltanto petrolio e prodotti petroliferi, con il 37,5%, avevano un peso leggermente superiore. Il gas collega più parti del sistema: alimenta centrali elettriche, riscalda edifici e fornisce energia a numerose attività industriali.

Proprio questa versatilità rende più difficile ridurne rapidamente il ruolo. Il petrolio è concentrato soprattutto nei trasporti, mentre il gas opera contemporaneamente nella generazione elettrica e negli usi termici. La produzione nazionale, circa 2,1 Mtep nel 2024, copre soltanto una piccola parte

della domanda: cambiare fornitori o rotte può diversificare gli approvvigionamenti, ma non elimina la dipendenza dal gas importato.

Un sistema elettrico che cambia più rapidamente

Nel 2025 la domanda elettrica italiana è stata di 311,3 terawattora (TWh), sostanzialmente stabile rispetto al 2024. La produzione nazionale netta ha raggiunto circa 268 TWh e ha coperto l'84,9% del fabbisogno; il restante 15,1% è stato soddisfatto dal saldo degli scambi con l'estero. Queste percentuali descrivono un bilancio annuale e non permettono di attribuire automaticamente all'elettricità importata una particolare tecnologia di produzione.

Le fonti rinnovabili hanno fornito circa 128 TWh, pari al 41% della domanda. La quota è rimasta vicina a quella dell'anno precedente, ma la composizione è cambiata: il fotovoltaico ha raggiunto un nuovo massimo, mentre l'idroelettrico è rientrato su livelli più ordinari dopo l'abbondante produzione del 2024. Il risultato annuale dipende quindi non soltanto dal numero degli impianti, ma anche da sole, vento e disponibilità d'acqua.

Capacità installata e produzione non sono la stessa cosa

Nel solo 2025 la capacità rinnovabile installata è aumentata di circa 7,2 GW, portando il totale a 83,5 GW. Di questi, 43,5 GW erano fotovoltaici e 13,6 GW eolici. La crescita della potenza disponibile non si traduce però in un aumento proporzionale dell'energia prodotta: un gigawatt misura la potenza, cioè quanta energia un insieme di impianti può fornire per unità di tempo in determinate condizioni, mentre i terawattora misurano quanta elettricità ha effettivamente prodotto nell'arco dell'anno.

Un impianto fotovoltaico non produce di notte e un impianto idroelettrico risente della disponibilità d'acqua. Anche gli impianti programmabili hanno fermate, manutenzioni e limiti operativi. Per questo gli 83,5 GW rinnovabili

installati devono essere letti insieme ai 128 TWh effettivamente prodotti e alla loro distribuzione nel tempo.

La differenza fra elettricità e sistema energetico complessivo resta altrettanto importante. Nel 2025 le rinnovabili hanno coperto il 41% della domanda elettrica; nell'insieme di elettricità, calore e trasporti, l'ultimo valore annuale disponibile è il 19,6% del consumo finale lordo nel 2024, calcolato secondo i criteri europei della direttiva sulle energie rinnovabili, nota come RED II. L'elettricità è quindi più avanti, ma rappresenta soltanto una parte degli usi energetici.

Una geografia energetica diseguale

Le risorse e i consumi non sono distribuiti nello stesso modo sul territorio. L'idroelettrico ha una presenza storica nell'arco alpino e nel Nord, dove bacini e dislivelli hanno favorito la costruzione degli impianti. L'eolico è più presente nel Mezzogiorno e nelle isole; la geotermia è concentrata in Toscana; il fotovoltaico è diffuso in modo più capillare, dagli edifici agli impianti a terra.

La domanda segue una geografia in parte diversa, perché una quota rilevante dei consumi industriali ed elettrici si concentra nel Nord. Produzione e consumo devono quindi essere collegati da reti capaci di trasportare l'elettricità tra aree diverse e di gestire flussi che cambiano nelle ore e nelle stagioni. La geografia energetica italiana non è soltanto una mappa delle risorse: è anche una mappa delle infrastrutture necessarie per metterle in relazione con i luoghi in cui l'energia viene utilizzata.

Un equilibrio ancora incompleto

L'Italia resta dunque un paese fortemente dipendente dalle importazioni, soprattutto per gas, petrolio e combustibili solidi. Allo stesso tempo, quasi quattro quinti della produzione energetica nazionale del 2024 provenivano da rinnovabili e bioliquidi, e nel 2025 la capacità rinnovabile elettrica ha continuato a crescere rapidamente.

La crescita delle rinnovabili elettriche riduce una parte della dipendenza, ma non sostituisce da sola i combustibili ancora impiegati nei trasporti, nel calore e in numerosi processi industriali. Gli approfondimenti successivi mostrano dove questa dipendenza nasce e quali trasformazioni sarebbero necessarie per ridurla.

Fonti e riferimenti

MASE, La situazione energetica nazionale nel 2024
https://sisen.mase.gov.it/dgsaie/api/v1/cmis/documents/0900fde8800cc2fe

ISPRA, Dipendenza energetica
https://indicatoriambientali.isprambiente.it/it/energia/dipendenza-energetica

Terna, Nel 2025 fabbisogno elettrico pari a 311,3 TWh
https://www.terna.it/it/media/comunicati-stampa/dettaglio/consumi-elettrici-2025

MASE–UNMIG, Produzione nazionale di idrocarburi – anno 2025
https://unmig.mase.gov.it/wp-content/uploads/dati/produzione/produzione-2025.pdf

MASE–UNMIG, Produzione nazionale di idrocarburi – dati per concessione (CSV)
https://unmig.mase.gov.it/wp-content/uploads/dati/produzione/produzione-2025.csv

MASE–UNMIG, Elenco dei titoli minerari
https://unmig.mase.gov.it/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/elenco-dei-titoli-minerari/

MASE–UNMIG, Royalties
https://unmig.mase.gov.it/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/royalties/

TotalEnergies EP Italia, Tempa Rossa a Taranto
https://ep.totalenergies.it/tempa-rossa/tempa-rossa-taranto

Eni, Dichiarazione ambientale della Raffineria di Taranto 2024

https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/ita/azioni/attivita-mondo/italia/progetti/taranto/Dichiarazione-ambientale-Taranto-2024.pdf

03.03 – Europa

L’Unione europea resta fortemente dipendente dall’esterno per petrolio e gas, mentre il sistema elettrico si trasforma più rapidamente grazie alle rinnovabili e alle interconnessioni. Non è una contraddizione: il bilancio energetico complessivo e quello elettrico raccontano due aspetti diversi dello stesso sistema.

La scala del sistema europeo

Il riferimento statistico è l’Unione europea a 27 Stati membri (UE-27). Nel 2024 il consumo di energia primaria dell’UE è stato pari a 1.209 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep), mentre il consumo finale si è attestato intorno a 901 Mtep. Sono due misure dello stesso sistema osservato in punti diversi, non due modi alternativi di contare l’elettricità.

L’energia primaria comprende le risorse prima delle trasformazioni: combustibili estratti, energia nucleare secondo la convenzione statistica adottata, acqua, vento, radiazione solare e biomasse. Il consumo finale è invece l’energia consegnata agli utilizzatori — famiglie, industrie, trasporti, agricoltura e servizi — dopo le conversioni e al netto delle quantità impiegate dal settore energetico e delle perdite di rete. La distanza fra i due valori comprende quindi trasformazioni, usi propri e perdite. Non è corretto confrontare direttamente 1.209 o 901 Mtep con i terawattora (TWh) del solo sistema elettrico: cambiano sia l’unità sia il perimetro fisico del fenomeno.

Una dipendenza strutturale dall’esterno

Nel 2024 la dipendenza energetica complessiva dell’UE-27 è stata del 57%. L’indicatore misura il rapporto tra importazioni nette e consumo interno lordo di energia: in forma semplificata, indica quanta parte del fabbisogno non è coperta dalla produzione interna, dopo aver considerato gli scambi nel loro saldo. Non significa che ogni fonte sia importata per il 57%, né che il sistema dipenda da un unico fornitore.

La media nasconde infatti composizioni molto diverse. L'UE può produrre internamente una quota crescente di elettricità da fonti rinnovabili e, nello stesso tempo, importare quasi tutto il petrolio usato nei trasporti e una parte rilevante del gas impiegato per calore, industria e generazione elettrica. La dipendenza è dunque una proprietà del bilancio complessivo, ma la vulnerabilità concreta nasce dalla combinazione fra fonte, fornitore, rotta, infrastruttura e possibilità di sostituzione.

Il peso di petrolio e gas

Il caso più netto è il petrolio. Nel 2024 la dipendenza dell'UE-27 dalle importazioni di petrolio e prodotti petroliferi ha raggiunto il 96,6%. Il dato riguarda la famiglia statistica composta da greggio e prodotti petroliferi e non va confuso con il 57% della dipendenza energetica complessiva. La quasi totalità del fabbisogno petrolifero europeo viene quindi soddisfatta attraverso mercati e flussi esterni; nello stesso anno l'UE ha importato 471,3 milioni di tonnellate di greggio.

Il cambiamento seguito all'invasione russa dell'Ucraina mostra però perché diversificazione e autonomia non siano sinonimi. Tra il 2022 e il 2024 le importazioni di petrolio e prodotti petroliferi dalla Russia sono diminuite dell'89,6%; nel 2024, considerando il solo greggio, gli Stati Uniti hanno fornito 70,0 Mt, la Norvegia 65,9 Mt e il Kazakistan 52,4 Mt. La sostituzione di un'origine con altre può ridurre una concentrazione geopolitica, ma non elimina automaticamente la dipendenza quantitativa dalle importazioni.

Anche il gas resta fortemente esposto all'esterno. Nel 2025 il tasso di dipendenza dell'UE dalle importazioni di gas è stato dell'87,6%. Eurostat lo ricava da un bilancio provvisorio basato su dati mensili cumulati: non coincide quindi con le sole importazioni lorde e potrà essere rivisto nei dati annuali definitivi. Le origini del gas importato extra-UE nel 2024 erano distribuite soprattutto fra Norvegia (30%), Stati Uniti (17%), Algeria (14%) e Russia (14%). Sono quote delle importazioni extra-UE per origine, non quote della domanda europea: descrivono la geografia dei fornitori, non il grado complessivo di autosufficienza.

Produzione interna e trasformazione elettrica

Il contrasto emerge confrontando ciò che l'UE produce entro i propri confini con ciò che consuma. Nella stessa sintesi Eurostat, nel 2024 la produzione interna ha coperto circa il 43% dell'energia disponibile, a fronte del 57% importato; all'interno della produzione europea, le fonti rinnovabili rappresentavano circa il 48% e il nucleare circa il 28%.

Queste percentuali descrivono soltanto la produzione interna, non tutta l'energia disponibile. Petrolio, gas e carbone importati entrano nel bilancio complessivo senza modificare quel mix. Per questo la produzione europea può essere già in larga parte rinnovabile e nucleare, mentre trasporti, riscaldamento e industria restano esposti ai combustibili fossili importati.

Il cambiamento è più visibile nell'elettricità. Nel 2024 le fonti rinnovabili hanno coperto il 47,5% del consumo lordo elettrico dell'UE-27. Il denominatore comprende il consumo lordo e non coincide quindi con la sola produzione delle centrali europee.

Nel 2025 la quota è salita provvisoriamente al 49,9%, secondo l'aggiornamento pubblicato da Eurostat nel 2026. Il dato conferma la direzione, ma non significa che metà di tutta l'energia usata in Europa sia rinnovabile: oltre all'elettricità, il consumo finale comprende trasporti, riscaldamento e processi industriali ancora largamente alimentati da combustibili.

Eolico, idroelettrico e solare contribuiscono in forme diverse: l'acqua offre anche una parte della flessibilità del sistema, il vento e il Sole aumentano la produzione senza consumare combustibili durante il funzionamento, ma dipendono dalle condizioni meteorologiche e dalla disponibilità della rete. Il nucleare non è una fonte rinnovabile, ma nel bilancio elettrico può fornire produzione a basse emissioni operative e contribuisce a rendere il mix meno dipendente dai combustibili fossili. Qui basta riconoscere la complementarità; il funzionamento e gli impatti delle singole tecnologie appartengono agli approfondimenti dedicati.

La crescita degli impianti va letta con una cautela: i gigawatt (GW) misurano la potenza installata, mentre i terawattora (TWh) indicano l'energia prodotta nel

tempo. Nell'ultimo dato consolidato disponibile, riferito al 2023, il parco elettrico dell'UE era composto, in termini di potenza, per il 22,3% da solare, per il 19,7% da eolico, per il 13,8% da idroelettrico, per il 34,3% da impianti a combustibile e per il 9,1% da nucleare. Queste quote non coincidono con la produzione annuale, che dipende dalle ore di funzionamento, dal meteo, dalla manutenzione e dai vincoli della rete.

Un sistema di Paesi interconnessi

L'UE non funziona come una somma di sistemi energetici isolati. I Paesi hanno mix differenti, ma le reti elettriche li collegano e consentono di scambiare energia, riserve e flessibilità. Norvegia, Regno Unito, Svizzera e Paesi dei Balcani possono quindi avere un ruolo funzionale per gli scambi e la stabilità del sistema anche quando non appartengono all'UE-27. Il loro ruolo non autorizza però a confondere il perimetro statistico dell'Unione con quello dell'Europa geografica.

Gli scambi non cancellano le differenze nazionali: le collegano. Uno stesso Paese può importare in alcune ore ed esportare in altre, secondo la domanda, la disponibilità degli impianti, il vento, l'acqua, i prezzi e i vincoli della rete.

Una transizione a due velocità

La crescita delle rinnovabili elettriche riduce il ricorso ai combustibili nella generazione, ma non modifica automaticamente gli usi finali. Per diminuire la dipendenza esterna occorre trasferire verso l'elettricità una parte dei consumi oggi alimentati direttamente da petrolio e gas, quando ciò è tecnicamente ed economicamente possibile.

Questo spostamento richiede più produzione a basse emissioni, reti interne e transfrontaliere più robuste, capacità di accumulo e consumi più flessibili. Cambiare i fornitori riduce alcuni rischi geopolitici; trasformare gli usi dell'energia riduce invece la necessità stessa di importare combustibili.

Fonti e riferimenti

Eurostat, Energy in Europe – 2026 edition
https://ec.europa.eu/eurostat/web/interactive-publications/energy-2026

Eurostat, New release: Energy in Europe – 2026 edition
https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/wdn-20260310-1

Eurostat, Oil and petroleum products – a statistical overview
https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Oil_and_petroleum_products_-_a_statistical_overview

Eurostat, Natural gas supply statistics
https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_supply_statistics

Eurostat, Renewable energy statistics
https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics

Eurostat, 2024: nearly 50% of EU electricity came from renewables
https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20260114-1

Eurostat, Electricity and heat statistics
https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_and_heat_statistics

Eurostat, Nuclear power production increased by 4.8% in 2024
https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20260129-2

03.04 – Il mondo

La geografia dell'energia non coincide con una carta dei giacimenti. Una risorsa diventa potere economico soltanto quando può essere estratta, trasformata, trasportata e venduta; una regione consumatrice può avere un ruolo decisivo anche se importa quasi tutto ciò che utilizza. Domanda, infrastrutture, industria, tecnologia e accesso ai mercati costruiscono una rete di relazioni nella quale produzione e consumo sono spesso separati da migliaia di chilometri. Per leggerla servono due mappe sovrapposte: quella ancora dominata dai combustibili e quella, in rapida trasformazione, dell'elettricità e delle tecnologie energetiche.

Dove cresce la domanda

La crescita più visibile si concentra nei grandi sistemi asiatici. Secondo la valutazione annuale dell'Agenzia internazionale dell'energia (IEA), nel 2025 la Cina ha rappresentato il 58% dell'aumento mondiale della domanda elettrica e ha superato 9.500 TWh, cioè 9.500 miliardi di kWh. Il significato geografico è netto: il maggiore centro manifatturiero del mondo è anche un enorme polo di consumo, nel quale l'elettrificazione dei trasporti, dell'industria, degli edifici e dei servizi aumenta il fabbisogno di elettricità e la necessità di assicurare combustibili, reti e capacità produttiva.

India e Sud-Est asiatico seguono una traiettoria simile, pur con livelli di sviluppo, sistemi elettrici e disponibilità di capitale differenti. Urbanizzazione, industrializzazione e accesso a nuovi servizi spingono verso l'alto la domanda di energia, insieme alla diffusione del raffrescamento, degli elettrodomestici e della mobilità motorizzata. Stati Uniti ed Europa restano grandi sistemi maturi: consumano molto, dispongono di infrastrutture dense e possono modificare rapidamente la composizione del mix, ma non esercitano la stessa funzione trainante dei mercati asiatici. Alcune aree aggiungono quindi nuova domanda e nuove infrastrutture, mentre altre rinnovano o sostituiscono un sistema già esteso.

La geografia dei combustibili

La produzione dei combustibili è più concentrata della domanda. Una parte decisiva del petrolio proviene dal Golfo e dall'Asia occidentale, ma grandi poli produttivi si trovano anche in Nord America, Russia e America Latina. Il Golfo conserva un ruolo essenziale come area esportatrice; gli Stati Uniti combinano invece produzione, consumo e commercio su una scala enorme. Nel 2025 la loro produzione media di greggio ha raggiunto il record di 13,6 milioni di barili al giorno, senza che ciò coincida automaticamente con autosufficienza o esportazioni nette. Il ruolo statunitense dipende dall'intero bilancio fra qualità dei greggi, raffinerie, consumi interni, scambi e accesso ai mercati.

Nel gas, la distanza fra giacimenti e consumatori rende decisivi i collegamenti fisici e il commercio di gas naturale liquefatto (GNL). I gasdotti legano produttori e clienti lungo percorsi rigidi; il GNL può attraversare gli oceani e raggiungere mercati diversi, purché esistano impianti di liquefazione, navi e terminali di ricezione. Nel 2025 gli Stati Uniti rappresentavano circa il 25% del mercato mondiale del GNL, secondo la IEA, a conferma del loro nuovo peso come esportatori. Russia, Golfo, Nord America e altri produttori alimentano mercati che comprendono Europa, Cina, Giappone, Corea del Sud e India. L'ascesa del gas statunitense si è accompagnata alla riduzione dei flussi russi verso l'Europa, rendendo più articolata la concorrenza fra rotte, fornitori e forme di approvvigionamento.

Il carbone completa il quadro con una distribuzione diversa. Australia e Indonesia sono grandi esportatori marittimi; Cina e India sono insieme grandi produttori e consumatori, mentre l'Asia orientale concentra una parte rilevante delle importazioni. Nella stima IEA di fine 2025, la Cina consumava da sola oltre la metà del carbone mondiale, circa il 30% in più di tutti gli altri Paesi messi insieme, e ne produceva più di tutti gli altri combinati. La stessa risorsa può quindi significare esportazione per un Paese, sicurezza dell'approvvigionamento per un altro e dipendenza commerciale per un terzo.

Rotte e dipendenze

Tra produttori e consumatori non esiste uno spazio vuoto: esistono rotte. Lo Stretto di Hormuz connette i produttori del Golfo ai mercati dell'Oceano Indiano e dell'Asia; Malacca collega l'Oceano Indiano all'Asia orientale; Suez e Bab el-Mandeb mettono in relazione Mediterraneo, Europa, Mar Rosso e rotte asiatiche. Questi passaggi non sono soltanto punti sulla carta. Concentrano navi, assicurazioni, tempi di consegna e possibilità di sostituzione: quando un percorso si interrompe o diventa più rischioso, la dipendenza si trasferisce su distanze più lunghe, porti alternativi e fornitori diversi.

Le rotte rendono visibile anche la differenza fra dipendenza e vulnerabilità. Un importatore può avere molti fornitori ma dipendere da un solo corridoio; un esportatore può disporre di grandi riserve ma avere bisogno di infrastrutture, capitali e clienti esterni. La ridefinizione dei flussi di gas fra Russia, Europa, Stati Uniti e Asia ha mostrato che i mercati possono cambiare direzione, ma non cancellano rapidamente i vincoli fisici. I contratti, i terminali, le reti e le navi costruiscono inerzie: la geografia dei combustibili continua a pesare anche quando cambia il partner commerciale.

La nuova geografia elettrica e tecnologica

Con l'elettricità emerge una distribuzione parzialmente diversa. A differenza del petrolio e del GNL, viene prodotta soprattutto vicino ai luoghi di consumo e scambiata attraverso reti regionali. La domanda cresce dove si concentrano industria, raffrescamento, mobilità e servizi digitali; per questo la Cina è contemporaneamente enorme consumatrice, importatrice di combustibili, produttrice industriale ed esportatrice di tecnologie. Una stessa regione può così ridurre alcune dipendenze e accrescerne altre.

La concentrazione si sposta così dai giacimenti alle filiere. Stati Uniti, Europa e India sono grandi mercati per impianti, veicoli, batterie e reti, ma hanno ruoli industriali e dipendenze differenti: possono disporre di ricerca, capitale e domanda, continuando però a dipendere da componenti, lavorazioni o materiali prodotti altrove. Estrarre e raffinare i minerali, inoltre, sono attività geograficamente distinte. Secondo la IEA, per 19 dei 20 minerali strategici

considerati la Cina è il raffinatore dominante, con una quota media intorno al 70%: una concentrazione della lavorazione, non necessariamente delle risorse nel sottosuolo.

La transizione elettrica non distribuisce automaticamente le opportunità. Sole e vento sono disponibili in molte regioni e possono avvicinare la produzione ai luoghi del consumo, ma trasformarli in elettricità richiede materiali, apparecchiature, competenze, reti e finanziamenti. La disponibilità della risorsa può quindi essere diffusa mentre la fabbricazione degli impianti resta concentrata. Questa geografia è più dinamica di quella petrolifera, senza essere necessariamente più uniforme: alcune aree diventano centrali grazie alle fabbriche e all'innovazione, altre per le risorse disponibili, altre ancora perché rappresentano mercati in rapida crescita.

La geografia dell'accesso

La mappa energetica resta incompleta se misura soltanto flussi commerciali e capacità industriali. Nell'Africa subsahariana si concentra la maggior parte delle persone ancora prive di elettricità e di sistemi puliti per cucinare. Secondo il rapporto pubblicato dalla Banca mondiale nel 2026, nei dati riferiti al 2024 oltre 560 milioni di persone nella regione erano prive di accesso all'elettricità e circa 970 milioni non disponevano di sistemi puliti per cucinare. Sono due condizioni collegate ma non identiche: una famiglia può essere raggiunta da una rete e continuare a usare combustibili inquinanti, oppure avere accesso limitato e intermittente all'elettricità.

Questa posizione non deriva semplicemente dall'assenza di risorse. Contano redditi bassi, crescita demografica, distanza dagli insediamenti, fragilità delle reti, costo degli impianti e difficoltà di finanziare manutenzione e nuovi collegamenti. Il paradosso geografico è che un'area può possedere sole, acqua, gas o minerali e non riuscire comunque a trasformarli in un servizio energetico affidabile per le famiglie. L'accesso è dunque un rapporto fra disponibilità fisica, infrastruttura, prezzo e capacità istituzionale, non una conseguenza automatica della presenza di materia prima.

Una mappa che cambia senza diventare uniforme

Il sistema mondiale sta cambiando, ma non sta diventando privo di gerarchie. La vecchia geografia dei combustibili continua a collegare produttori, esportatori e grandi importatori attraverso rotte vulnerabili; la nuova geografia elettrica e tecnologica introduce concentrazioni diverse, legate a industria, materiali, reti e capitale. La transizione ridisegna quindi le dipendenze invece di eliminarle. Disponibilità di risorse, ricchezza industriale e accesso all'energia restano grandezze distinte: capire il mondo dell'energia significa osservare il modo in cui si combinano, e dove invece continuano a divergere.

Fonti e riferimenti

Agenzia internazionale dell'energia, Global Energy Review 2026 – Electricity demand
https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2026/electricity-demand

U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook
https://www.eia.gov/outlooks/steo/

Agenzia internazionale dell'energia, Gas Market Report Q1 2026 – Executive summary
https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2026/executive-summary

Agenzia internazionale dell'energia, Coal 2025 – Executive summary
https://www.iea.org/reports/coal-2025/executive-summary

Agenzia internazionale dell'energia, World Energy Outlook 2025 – Executive summary
https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025/executive-summary

Banca mondiale, Accelerating Universal Energy Access
https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2026/06/16/accelerating-universal-energy-access

03.05 Come nasce un barile di petrolio

Un accumulo nella roccia, non una cavità piena di petrolio

Il petrolio non si raccoglie in grandi cavità sotterranee come l'acqua in una cisterna. Si trova soprattutto nei pori di rocce sedimentarie, insieme ad acqua e talvolta gas, e può muoversi soltanto se quei pori sono collegati da passaggi sufficientemente permeabili. Per capire perché un luogo diventa produttivo e un altro no bisogna quindi guardare alla storia di un intero sistema petrolifero: una sequenza di condizioni geologiche che deve verificarsi nell'ordine giusto e nello stesso territorio.

La prima condizione è la roccia madre, un sedimento che ha conservato materia organica in un ambiente povero di ossigeno. Con il seppellimento aumentano pressione e temperatura; la materia organica si trasforma in kerogene e, nella cosiddetta finestra del petrolio, può generare idrocarburi liquidi. Se la maturazione è insufficiente si forma poco petrolio; se è eccessiva gli idrocarburi possono trasformarsi soprattutto in gas o degradarsi. La generazione, dunque, non dipende soltanto dalla presenza di materia organica, ma anche dal tempo e dalla storia termica del bacino.

Gli idrocarburi possono migrare dalla roccia madre verso una roccia serbatoio, cioè una roccia abbastanza porosa da immagazzinare fluidi e abbastanza permeabile da consentire il flusso. La porosità misura lo spazio disponibile nei pori; la permeabilità descrive quanto quei pori comunicano tra loro. Una roccia può avere porosità elevata ma permeabilità scarsa, e in quel caso contiene petrolio ma non lo lascia produrre facilmente. Sopra il serbatoio serve una copertura impermeabile, mentre una trappola — strutturale, stratigrafica o combinata — deve impedire la fuga degli idrocarburi. Anche la sequenza temporale conta: la trappola deve esistere quando gli idrocarburi arrivano.

Queste condizioni spiegano la differenza fra il petrolio originariamente presente, la risorsa tecnicamente recuperabile, la riserva e la produzione. Il

primo è un volume geologico stimato nel sottosuolo. Una risorsa tecnicamente recuperabile è la parte che, secondo la definizione dell'United States Geological Survey, potrebbe essere prodotta con tecnologie e pratiche disponibili, senza che ciò implichi automaticamente convenienza economica. Una riserva è una porzione più circoscritta: deve appartenere a un accumulo scoperto e risultare collegata a un progetto di sviluppo tecnicamente ed economicamente realizzabile secondo il sistema di classificazione adottato. La produzione è infine ciò che esce effettivamente dai pozzi in un certo periodo.

Le categorie non sono etichette immobili. Nuove perforazioni possono aumentare la conoscenza del giacimento; una tecnica di recupero può rendere accessibile una parte prima esclusa; costi, fiscalità, regole, infrastrutture e decisioni d'investimento possono fare il contrario. Per questo la revisione di una riserva non significa necessariamente che sia comparso nuovo petrolio nella roccia. Significa spesso che è cambiata la stima di ciò che può essere sviluppato. Ogni barile prodotto nasce quindi dall'incontro fra una possibilità geologica e una decisione industriale.

La distanza fra risorsa e riserva diventa più chiara con un esempio. Nel 2025 lo USGS ha stimato sotto le terre pubbliche federali degli Stati Uniti 29,4 miliardi di barili di petrolio non ancora scoperto ma tecnicamente recuperabile. Il numero non descrive barili già localizzati, né tantomeno pronti alla produzione: è una stima probabilistica di ciò che la geologia potrebbe contenere e la tecnologia potrebbe estrarre, senza applicare in modo completo prezzi, infrastrutture, autorizzazioni e redditività dei singoli progetti. Anche una quantità enorme può quindi restare fuori dalle riserve. La trasformazione avviene per passaggi: un indizio deve diventare scoperta, la scoperta deve essere delimitata da pozzi di valutazione, il giacimento deve risultare sviluppabile e solo allora una parte dei volumi può assumere lo status di riserva. Confondere questi gradini significa scambiare un potenziale geologico per una disponibilità industriale.

Dall’indizio alla scoperta

L’esplorazione comincia molto prima della sonda. Geologi e geofisici combinano cartografia, affioramenti, pozzi già perforati, campioni, dati satellitari e rilievi gravimetrici e magnetometrici. Questi ultimi aiutano a ricostruire la forma e la composizione delle strutture profonde; la geochimica può indicare la presenza di materia organica matura o di microfuoriuscite. Nessun indizio, preso da solo, dimostra l’esistenza di un giacimento: l’obiettivo è costruire un modello coerente del bacino e individuare i prospetti che meritano una perforazione.

Lo strumento più importante è spesso la sismica. Una sorgente genera onde nel sottosuolo e sensori registrano le riflessioni provenienti dai diversi strati. La sismica 2D produce sezioni lungo linee: è utile per ricostruire l’architettura generale di un bacino. La 3D raccoglie una griglia più fitta e costruisce un volume, così da seguire meglio faglie, pieghe e geometrie del serbatoio. La 4D ripete l’acquisizione nel tempo, normalmente durante la produzione, per osservare come cambiano pressione e distribuzione dei fluidi. Il numero indica quindi la dimensione dell’immagine o il confronto temporale, non una certezza crescente sulla presenza di petrolio.

La sismica non fotografa direttamente il petrolio. Registra proprietà fisiche degli strati, come contrasti di densità e velocità delle onde; un’anomalia può essere compatibile con un accumulo, ma anche derivare da una struttura priva di idrocarburi o da un’interpretazione incompleta. Il passaggio decisivo è il pozzo esplorativo. Perforandolo si verifica se la roccia attesa esiste davvero, a quale profondità, con quali fluidi e con quale qualità del serbatoio. È il momento in cui un’ipotesi geofisica incontra una sequenza di rocce reale.

Il pozzo non consegna subito un numero definitivo. I log registrano proprietà delle formazioni lungo il foro; le carote portano in superficie campioni intatti; i test di formazione misurano pressione e capacità di flusso. I pozzi di valutazione, chiamati appraisal, delimitano l’accumulo e verificano quanto siano estese e omogenee le caratteristiche osservate. I modelli integrano dati geologici, petrofisici e di pressione per stimare volumi e produttività. Una

scoperta è dunque un accumulo incontrato e dimostrato dal pozzo, non ancora una riserva commerciale.

Fra scoperta e progetto produttivo restano autorizzazioni, studi ambientali, prove di portata, scelta dei pozzi e degli impianti, costi e valutazione della domanda. Un pozzo può trovare petrolio ma non giustificare lo sviluppo: il volume può essere piccolo, il fluido troppo viscoso, il serbatoio troppo discontinuo o il luogo troppo remoto. Non esiste un tasso globale unico di successo esplorativo che riassuma questa incertezza: cambiano il denominatore, la qualità dei prospetti, l'area e il significato attribuito alla parola "successo".

Costruire e controllare un pozzo

Perforare significa creare un passaggio stabile attraverso strati di roccia sottoposti a pressioni diverse. La punta frantuma la roccia; la batteria di perforazione, una lunga successione di aste e componenti, trasmette peso e coppia dalla sonda alla punta. I fanghi circolano nel pozzo: raffreddano e lubrificano la punta, riportano in superficie i detriti e forniscono una pressione che contribuisce a impedire l'ingresso incontrollato dei fluidi di formazione. La loro densità deve essere scelta con attenzione: troppo bassa e il pozzo può ricevere un flusso indesiderato; troppo alta e può danneggiare la formazione o provocare fratture.

Il foro viene realizzato per sezioni. In ciascuna sezione si inserisce un casing, cioè un rivestimento d'acciaio, e lo si cementa alla parete. Casing e cemento sostengono il foro, isolano intervalli con pressioni diverse e riducono il rischio che fluidi o sostanze migrino fra formazioni. La cementazione non è un dettaglio amministrativo: una barriera difettosa può compromettere il controllo del pozzo e la separazione fra livelli produttivi e falde. Il completamento successivo installa le apparecchiature che collegano il serbatoio al pozzo e regolano il flusso.

Il rischio più grave è il kick, l'ingresso di fluidi della formazione nel pozzo perché la pressione interna non è più sufficiente a contenerli. Se il kick non viene riconosciuto e controllato può trasformarsi in un blowout, una fuoriuscita

incontrollata di fluidi, con possibilità di incendio, esplosione e perdita di controllo dell'impianto. Il blowout preventer, o BOP, è un insieme di valvole progettato per chiudere il pozzo e isolare il flusso. Non sostituisce il lavoro umano: funzionano insieme progettazione delle barriere, monitoraggio, procedure di well control, addestramento e manutenzione.

La geometria del pozzo dipende dal bersaglio e dal territorio. Un pozzo verticale attraversa gli strati quasi perpendicolarmente; uno direzionale devia per raggiungere un obiettivo spostato rispetto alla sonda; uno orizzontale percorre a lungo una formazione produttiva. Sono architetture, non categorie di riserva. Diverso è il ruolo del pozzo: l'esplorativo verifica un prospetto, quello di valutazione ne delimita l'estensione, quelli di sviluppo preparano il campo alla produzione e quelli produttivi estraggono il fluido. Altri pozzi possono essere dedicati all'iniezione di acqua o gas.

La decisione di sviluppare nasce dall'unione di queste informazioni. Si definiscono numero e posizione dei pozzi, impianti di separazione, gestione dell'acqua e del gas, accessi, alimentazione elettrica, sicurezza, monitoraggio, autorizzazioni e dismissione. Il capitale viene impegnato prima che la produzione abbia generato ricavi e una parte del rischio rimane fino ai test e all'avvio. La perforazione rende visibile il sottosuolo, ma non elimina la possibilità che il modello del giacimento debba essere corretto durante lo sviluppo.

Produrre sulla terra e in mare

Quando un pozzo viene aperto, il petrolio può risalire grazie alla pressione naturale del giacimento e all'espansione dei fluidi. È il recupero primario. La portata diminuisce quando la pressione cala o quando il fluido non riesce più a raggiungere il foro con sufficiente energia; entrano allora pompe e altri sistemi di sollevamento artificiale. Il pozzo non produce petrolio puro: porta in superficie una miscela di petrolio, gas e acqua, la cui composizione cambia nel tempo e da un campo all'altro.

Gli impianti sul sito effettuano una prima separazione. Il petrolio viene distinto dall'acqua e dal gas associato; quest'ultimo può essere utilizzato nell'impianto,

reiniettato nel giacimento o, se non esistono subito alternative, bruciato in torcia. L'acqua di produzione contiene sali e altre sostanze provenienti dalla formazione, oltre a tracce di idrocarburi: può essere trattata e reiniettata oppure gestita secondo le regole del luogo. La separazione non è una fase neutra: richiede energia, apparecchiature, controlli e personale e determina flussi di rifiuti e reflui.

Un sito onshore comprende più della testa del pozzo. Servono piazzole, strade di accesso, tubazioni locali, serbatoi, separatori, sistemi elettrici, aree per fanghi e rifiuti, punti di controllo e spazi per la manutenzione. La perforazione direzionale può consentire a più pozzi di partire da una stessa area, ma non cancella il traffico, il rumore, l'occupazione del suolo e la necessità di gestire acqua e materiali. La scala dell'impatto dipende dalla densità dei pozzi, dalla durata del progetto e dalla sensibilità del territorio.

In mare le stesse funzioni devono operare lontano dalla costa e in condizioni più difficili. In acque relativamente basse possono essere usate piattaforme fisse; in contesti più profondi o remoti si ricorre a sistemi galleggianti, a pozzi sottomarini e a unità di produzione e stoccaggio galleggianti, note come FPSO. La struttura scelta deve resistere a onde e vento, mantenere il controllo dei pozzi e separare i fluidi con ridondanze sufficienti a gestire guasti e interventi.

L'offshore richiede in genere più capitale anticipato, più tempo per progettazione, fabbricazione, installazione e collegamento dei pozzi e procedure di soccorso più complesse. Il rischio operativo è influenzato dalla profondità, dal meteo, dalla distanza dalle basi, dalla durata di un eventuale flusso incontrollato e dalla capacità di intervenire sul pozzo. Anche il fondale e gli habitat marini diventano parte del problema territoriale.

La profondità dell'acqua dà una misura fisica di questa complessità. La U.S. Energy Information Administration segnala che le strutture galleggianti possono operare in fondali di 10.000 piedi e oltre, cioè circa 3.050 metri: prima di raggiungere il giacimento il pozzo deve attraversare una colonna d'acqua paragonabile a oltre nove torri Eiffel sovrapposte, e poi continuare per chilometri nel sottosuolo. A quelle profondità la testa del pozzo e molte valvole restano sul fondale; l'accesso avviene con veicoli telecomandati e attrezzature

specialistiche. La logica economica è concentrare grandi portate in pochi sistemi costosi, progettati per funzionare a lungo e collegati a una rete di pozzi sottomarini. Se un elemento critico si guasta, distanza, pressione e ambiente marino rendono più lenta e onerosa ogni operazione, mentre una modifica tardiva può richiedere navi, personale e campagne dedicate. La fase successiva, dal trasporto del greggio alle infrastrutture e alle rotte commerciali, è sviluppata nel capitolo dedicato al trasporto e al commercio.

Non esiste un solo petrolio

La parola petrolio nasconde sistemi produttivi molto diversi. La distinzione fra convenzionale e non convenzionale riguarda soprattutto la mobilità dei fluidi nella roccia e la tecnologia necessaria per farli arrivare al pozzo; non è una classifica morale e non produce automaticamente una graduatoria di costi o impatti. Per confrontare due progetti bisogna indicare geologia, profondità, tecnologia, infrastrutture, acqua, energia, tempi e qualità del fluido.

Nel petrolio convenzionale il fluido è relativamente mobile in una roccia serbatoio con permeabilità sufficiente. Pozzi verticali o direzionali possono intercettare il giacimento; la pressione naturale e l'iniezione di acqua o gas possono sostenere la produzione. I grandi campi convenzionali possono avere una lunga vita produttiva, ma non sono immuni da eterogeneità, aumento dell'acqua e declino. Una roccia convenzionale non significa che ogni barile sia facilmente recuperabile.

La qualità del greggio è un'altra proprietà che condiziona il progetto, anche se non basta da sola a stabilire la convenienza. Densità e viscosità influenzano il modo in cui il fluido si muove e le apparecchiature necessarie sul sito; zolfo e altre componenti richiedono trattamenti e controlli specifici nelle fasi successive della filiera. Nell'upstream la qualità entra già nella scelta dei pozzi, dei separatori, del riscaldamento e delle modalità di movimentazione interne all'area produttiva. Non è quindi corretto parlare di un barile standard quando si confrontano campi diversi.

Il tight oil, spesso associato alle formazioni shale, è petrolio contenuto in rocce a permeabilità molto bassa. La perforazione orizzontale aumenta il contatto

con la formazione e la fratturazione idraulica crea vie di flusso attraverso cui il fluido può raggiungere il pozzo. Servono acqua, proppant — materiale che mantiene aperte le fratture —, pad di pozzi e impianti per movimentare e trattare i fluidi. La produzione dei singoli pozzi può partire rapidamente e declinare rapidamente; il mantenimento della produzione complessiva richiede quindi una successione di nuovi pozzi.

Il profilo di declino rende questo modello particolarmente diverso da quello dei grandi campi convenzionali. Negli Stati Uniti continentali, la produzione dei pozzi già attivi alla fine del 2023 è scesa da 11,0 milioni di barili al giorno nel dicembre 2023 a 6,7 milioni un anno dopo: una perdita di 4,3 milioni di barili al giorno in dodici mesi. Per compensarla, nel 2024 sono entrati in produzione più di 15.000 nuovi pozzi, circa 11.700 dei quali orizzontali; insieme hanno aggiunto 4,4 milioni di barili al giorno. Il totale è così rimasto vicino al livello iniziale, 11,2 milioni di barili al giorno, ma grazie a un'enorme attività di sostituzione. Nello stesso mese i pozzi orizzontali fornivano il 94% del greggio dei 48 Stati contigui. È una fotografia nazionale, non la curva di un singolo pozzo, ma chiarisce la dinamica: la produttività iniziale può essere elevata mentre la stabilità del sistema dipende da nuove perforazioni continue.

Il petrolio extra-pesante è invece definito soprattutto dalla viscosità. Per muoverlo possono servire riscaldamento, diluizione, pompe o tecniche specifiche; la difficoltà non è la stessa della bassa permeabilità del tight oil. Nelle sabbie bituminose il bitume è aderente alla matrice sabbiosa: vicino alla superficie può essere recuperato con attività mineraria, mentre in profondità si possono usare processi in situ, come il drenaggio per gravità assistito da vapore. Questi sistemi richiedono impianti, acqua ed energia differenti da quelli di un pozzo convenzionale.

Le oil sands dell'Alberta mostrano che il non convenzionale non è una nicchia sperimentale. Nel 2024 la provincia ha prodotto in media 3,56 milioni di barili al giorno di bitume grezzo. Circa il 52% proveniva da impianti in situ, nei quali il bitume resta nel sottosuolo e viene mobilizzato soprattutto con calore; il 48% proveniva da miniere, dove sabbia bituminosa e materiale sterile vengono scavati e trattati in superficie. Le due vie hanno quindi pesi simili ma impronte industriali molto diverse. Nei soli impianti minerari, nello stesso anno il 78%

dell'acqua utilizzata era riciclata; l'apporto di acqua dolce non salina è stato pari a 2,32 barili per ogni barile equivalente prodotto. Il riciclo riduce il prelievo nuovo, ma non elimina i grandi circuiti idrici, gli invasi e il trattamento dei residui. Questi dati appartengono all'Alberta e alla produzione mineraria dove specificato: non possono essere trasferiti automaticamente a tutti i greggi pesanti o a ogni progetto in situ.

Anche il profilo territoriale cambia. Il tight oil concentra pozzi, piazzole e attività di completamento; le oil sands possono trasformare vaste aree dove è applicata l'estrazione superficiale, oppure richiedere reti di pozzi e impianti termici in situ. L'extra-pesante deve essere prodotto e trattato in modo coerente con la sua viscosità. Non esiste una media universale di consumo d'acqua, costo o intensità delle emissioni che descriva tutte queste categorie: un numero senza perimetro nasconderebbe proprio le differenze che rendono il confronto utile.

Recupero, maturità e declino

Il petrolio che scorre spontaneamente o con sollevamento artificiale appartiene al recupero primario. Nel recupero secondario si inietta soprattutto acqua o gas per mantenere la pressione e spingere il petrolio verso i pozzi produttivi. Il recupero avanzato, o EOR, interviene sulle proprietà del fluido o sull'interazione fra fluido e roccia: può usare calore, sostanze chimiche, gas miscibili o altre tecniche. La scelta dipende dalla viscosità, dall'eterogeneità, dalla pressione, dall'acqua disponibile, dalla disposizione dei pozzi e dal costo dell'impianto.

L'iniezione non crea petrolio. Migliora il drenaggio di una parte dei pori e può portare al pozzo fluido che altrimenti resterebbe isolato, ma alcune zone non vengono raggiunte, parte del petrolio rimane aderente alla roccia e l'acqua può arrivare troppo presto. Il fattore di recupero è la quota del petrolio originariamente presente nel giacimento che viene prodotta; per interpretarlo bisogna specificare il volume iniziale stimato, la data e la metodologia. Non esiste un valore medio mondiale valido per ogni campo.

Gli ordini di grandezza spiegano perché una variazione di pochi punti nel fattore di recupero possa valere quanto una nuova scoperta. In una sintesi riferita ai giacimenti statunitensi, il Department of Energy indica che il recupero primario estrae tipicamente circa il 10% del petrolio originariamente presente; il secondario può portare il totale nell'intervallo fra il 20% e il 40%; i metodi terziari o EOR offrono prospettive fra il 30% e il 60% o più. Non sono percentuali universali né una promessa per ogni campo: viscosità, permeabilità, fratture, geometria, temperatura, qualità dei dati e costi possono produrre risultati molto diversi. Servono però a capire un punto essenziale. Un giacimento che contiene un miliardo di barili non consegna automaticamente un miliardo di barili al mercato; gran parte resta intrappolata. Aumentare il recupero dal 30% al 35%, se tecnicamente ed economicamente possibile, aggiungerebbe cinquanta milioni di barili recuperabili senza cambiare il volume geologico iniziale.

La produzione dipende inoltre dalla connessione fra sottosuolo e superficie. Un modello del serbatoio può prevedere una certa portata, ma la pressione reale, la fratturazione naturale, la presenza di acqua o gas e la risposta dei materiali possono modificare il comportamento del pozzo. Il monitoraggio consente di confrontare previsione e risultato e di correggere il programma di produzione. Questa capacità di apprendere durante l'esercizio è uno dei motivi per cui la riserva e il fattore di recupero vengono aggiornati nel tempo, invece di essere considerati una misura stabilita una volta per tutte.

Un giacimento maturo non è semplicemente un giacimento vuoto. La pressione può essere più bassa, l'acqua prodotta può aumentare e le porzioni residue possono essere più piccole, discontinue o difficili da raggiungere. Nuovi pozzi, interventi di manutenzione e riparazione — workover —, miglioramento dei completamenti e ottimizzazione dell'iniezione possono rallentare il declino o produrre un aumento temporaneo. Ogni intervento richiede però capitale, fermate, personale e una previsione affidabile del comportamento del serbatoio.

Il declino di un campo non coincide con quello di un Paese o del mondo. Un campo può ridurre la propria portata mentre nuovi campi, nuovi pozzi o nuove tecniche sostituiscono parte della produzione altrove. Al contrario, una

produzione nazionale può declinare anche se esistono risorse non sviluppate, perché mancano infrastrutture, autorizzazioni, capitale o convenienza economica. La differenza fra volume geologico e capacità produttiva effettiva è qui decisiva.

Costi, lavoro e impatti locali

Un progetto petrolifero ha costi di natura diversa. Il costo operativo riguarda personale, energia, manutenzione, trattamento e gestione dei fluidi durante la produzione. Il CAPEX, cioè la spesa in conto capitale, comprende esplorazione, pozzi, impianti e infrastrutture iniziali. Il costo complessivo aggiunge finanziamento, dismissione e altri oneri del ciclo del progetto. Il costo di pareggio è una soglia calcolata per quello specifico progetto e dipende da profilo produttivo, fiscalità e costo del capitale; il prezzo di mercato è invece il valore a cui il prodotto viene venduto e non coincide con il costo di estrazione.

Una scoperta può essere tecnicamente producibile ma non economicamente sviluppabile. Un serbatoio piccolo o discontinuo, una grande profondità, la distanza dalle infrastrutture, la necessità di trattare un fluido viscoso, regole più severe o costi finanziari elevati possono ridurre il valore del progetto. Il contrario è altrettanto importante: una nuova tecnologia o un impianto condiviso possono rendere recuperabili risorse prima escluse. Le decisioni economiche non cancellano la geologia, ma stabiliscono quale parte della geologia diventa produzione.

Anche la chiusura appartiene al progetto. Quando un pozzo non è più produttivo o non può essere mantenuto in sicurezza, deve essere isolato con barriere, le apparecchiature devono essere rimosse o messe in condizioni controllate e il sito deve essere ripristinato secondo le autorizzazioni. I costi e le responsabilità della dismissione possono influenzare la decisione iniziale di sviluppare un campo. Lasciare fuori questa fase farebbe apparire più economico un progetto di quanto sia nella realtà.

La scala delle passività può emergere molti anni dopo il primo barile. Nel giugno 2023, secondo il Government Accountability Office statunitense, nel Golfo del Messico federale erano scaduti i termini di dismissione per oltre

2.700 pozzi e 500 piattaforme; più di tre quarti delle infrastrutture a fine concessione o inattive risultavano oltre le scadenze fissate dall'autorità. Il valore delle garanzie finanziarie supplementari detenute dall'amministrazione era circa 3,5 miliardi di dollari, a fronte di costi complessivi di dismissione stimati fra 40 e 70 miliardi. Il confronto non significa che tutta la differenza ricadrà sul pubblico: una parte degli obblighi resta in capo agli operatori attuali o precedenti. Mostra però perché garanzie, responsabilità lungo la catena delle cessioni e tempi di chiusura siano elementi economici centrali. Un progetto redditizio durante la produzione può lasciare un conto molto lontano nel tempo se la fase finale non è finanziata fin dall'inizio.

Dietro le categorie di costo ci sono persone con competenze molto diverse. Nella fase di esplorazione lavorano geologi, geofisici, tecnici della sismica, interpreti dei dati e squadre che operano sul terreno; la perforazione aggiunge perforatori, addetti ai fanghi e alla cementazione, specialisti del controllo del pozzo, gruisti, elettricisti e manutentori. Quando il progetto viene costruito entrano saldatori, carpentieri, montatori, autisti e personale logistico. Durante la produzione restano operatori di impianto, tecnici di strumentazione, meccanici, addetti ai laboratori, alla sicurezza e all'ambiente, oltre a chi gestisce mense, alloggi, trasporti e soccorso. Una parte è alle dipendenze dell'operatore, ma molta attività è affidata a imprese di perforazione, servizi al pozzo, trasporto e manutenzione. Per questo dire quanti "lavorano nel petrolio" richiede sempre di chiarire se si contano soltanto gli occupati diretti o anche appaltatori e filiera locale.

Il numero e il tipo di lavoratori cambiano nel ciclo del campo. La costruzione concentra per mesi o anni molte persone e molti contratti; l'esercizio ordinario impiega in genere una squadra più piccola ma stabile, che mantiene pozzi e impianti attivi per decenni. Un grande intervento di manutenzione può far risalire temporaneamente gli addetti. Pozzi e impianti non seguono l'orario d'ufficio: pressione, portata e barriere devono essere controllate in continuo. Nei siti offshore o remoti sono comuni rotazioni di più giorni o settimane e turni di dodici ore; l'Organizzazione internazionale del lavoro descrive proprio il turno di dodici ore come il più frequente nel lavoro fly-in/fly-out analizzato. Il passaggio di consegne fra squadre è quindi una barriera di sicurezza: deve

comunicare anomalie, lavori sospesi, valvole isolate e condizioni del pozzo. Fatica, distanza da casa e vita in campo sono parte dell'organizzazione produttiva, non aspetti privati separati dal progetto.

Il lavoro combina pressioni elevate, gas infiammabili, macchinari pesanti, elettricità, sostanze chimiche, cadute, spazi confinati, H_2S — idrogeno solforato, gas tossico — e rischio di incendio o esplosione. Il well control è la disciplina che mantiene le barriere e riconosce i segnali di ingresso dei fluidi. Negli Stati Uniti, secondo l'Occupational Safety and Health Administration (OSHA), circa quattro su dieci dei lavoratori uccisi sul lavoro nell'estrazione oil & gas muoiono in incidenti stradali. È una statistica statunitense, non un tasso globale; mostra però che il rischio non è concentrato soltanto sulla testa del pozzo, ma comprende anche spostamenti e organizzazione del lavoro.

Le retribuzioni possono essere elevate, ma la media nasconde differenze di ruolo e di potere contrattuale. Negli Stati Uniti, nel maggio 2024, il Bureau of Labor Statistics stimava una retribuzione annua media di 114.750 dollari nell'estrazione diretta di petrolio e gas e di 70.200 dollari nelle attività di supporto all'estrazione. Il divario dipende anche dalla diversa composizione professionale, ma non soltanto: confrontando i soli addetti all'estrazione nel 2019, la paga oraria mediana era 27,52 dollari nelle imprese capofila e 21,70 nelle imprese specialistiche. Sono dati statunitensi, non tariffe universali; mostrano però perché bisogna distinguere ingegneri, operatori e manodopera di servizio, dipendenti e appaltatori, contratti stabili e chiamate legate a una singola campagna.

La stessa struttura rende l'occupazione ciclica. Quando il prezzo scende e le compagnie riducono nuovi pozzi e manutenzioni rinviabili, il primo impatto può concentrarsi sulle imprese di servizio e sui territori specializzati. Fra giugno 2015 e giugno 2016 il BLS registrò negli Stati Uniti 127.000 posti in meno nell'insieme del settore minerario: 89.900 nelle attività di supporto e 19.800 nell'estrazione diretta di petrolio e gas. Il perimetro comprende anche attività minerarie non petrolifere, ma la scomposizione mostra quanto rapidamente una fase espansiva possa diventare riduzione di turni, mancato rinnovo dei contratti e partenza dei lavoratori temporanei. Per una comunità, un progetto

può quindi offrire salari e commesse importanti senza garantire lo stesso livello di occupazione per tutta la vita del campo.

L’impronta ambientale dell’estrazione

L’impatto ambientale non coincide con il solo rischio di un grande incidente. Una parte nasce dal funzionamento ordinario: prelievi d’acqua, energia, emissioni, rifiuti, rumore, luce, strade e occupazione del suolo. Un’altra deriva da guasti, perdite o pratiche di gestione inadeguate. Una terza emerge lentamente dalla somma di molti pozzi, piazzole e infrastrutture nello stesso bacino. Per giudicare un progetto servono quindi almeno quattro domande: quale era la condizione iniziale del territorio, quali pressioni si ripetono durante l’esercizio, quale evento accidentale è plausibile e che cosa resterà dopo la chiusura.

Il profilo cambia con la tecnica. Un campo convenzionale concentra spesso la produzione in meno pozzi ma può durare per decenni e generare grandi quantità d’acqua di produzione quando matura. Il tight oil moltiplica piazzole, completamenti, camion e domanda idrica; le oil sands minerarie trasformano direttamente suolo e drenaggi, mentre gli impianti in situ consumano calore e distribuiscono pozzi e tubazioni. L’offshore riduce alcune occupazioni terrestri ma sposta il rischio verso fondale, colonna d’acqua, costa e capacità di intervento in mare. Nessuna etichetta determina da sola il risultato: contano densità, durata, sensibilità del luogo e qualità della gestione.

La perforazione e la produzione richiedono acqua per fanghi, cementazione, raffreddamento, fratturazione e talvolta iniezione. L’acqua di produzione e i reflui di stimolazione devono essere caratterizzati, trattati, riutilizzati o smaltiti secondo regole locali. In alcuni contesti l’iniezione profonda di reflui è stata associata a sismicità indotta; il rischio dipende da volume, pressione, faglie e geologia, quindi non è corretto attribuirlo allo stesso modo a ogni progetto. Analogamente, il rumore, il traffico, le strade, la frammentazione del territorio e il disturbo del fondale dipendono da densità, durata e localizzazione delle attività.

Come già visto, l'acqua di produzione risale dalla formazione insieme a petrolio e gas e non va confusa con l'acqua iniettata durante una singola operazione e può contenere idrocarburi, metalli, minerali, sostanze naturalmente radioattive e additivi impiegati nel processo. L'EPA la descrive come una miscela complessa, con composizione e tossicità molto variabili. Riutilizzarla riduce nuovi prelievi ma concentra sali e contaminanti; trattarla non rende automaticamente adatto ogni effluente a qualunque uso; reiniettarla trasferisce il problema a un pozzo e a una formazione che devono restare integri. Il bilancio deve quindi seguire origine, volume, qualità, trasporto, trattamento e destinazione finale.

Nella fratturazione idraulica il consumo si concentra soprattutto durante il completamento. L'Environmental Protection Agency statunitense indica che, in generale, per un singolo pozzo vengono iniettati più di un milione di galloni di fluido, oltre 3,8 milioni di litri. È una soglia orientativa: lunghezza del tratto orizzontale, numero di stadi, geologia e pratica operativa possono far variare molto il volume reale. Una parte del fluido ritorna in superficie come flowback; successivamente il pozzo può produrre acqua di formazione per anni. Per questo il dato d'ingresso non basta a descrivere il bilancio idrico: occorre seguire anche provenienza dell'acqua, trasporto locale, riuso, trattamento, stoccaggio e destinazione finale. Il numero è rilevante soprattutto quando molti completamenti avvengono nello stesso bacino e nello stesso periodo, sommando richieste brevi ma intense.

L'aria locale è un secondo percorso d'impatto, distinto dal bilancio climatico complessivo affrontato altrove. Motori, compressori, riscaldatori, serbatoi, torce, valvole e apparecchiature pneumatiche possono emettere ossidi di azoto, monossido di carbonio, particolato, metano e composti organici volatili. Questi ultimi comprendono anche sostanze tossiche, come benzene ed etilbenzene, e insieme agli ossidi di azoto possono contribuire alla formazione di ozono al livello del suolo. Le concentrazioni dipendono da distanza, vento, topografia e contemporaneità delle attività: misurare soltanto la media regionale può non descrivere l'esposizione vicino a una piazzola o durante una fase intensa di completamento.

Il flaring brucia il gas associato in una torcia; il venting lo rilascia senza combustione; una fuga è una perdita non intenzionale da valvole, giunti, serbatoi o altre apparecchiature. Sono fenomeni diversi, anche se possono coesistere nello stesso sito. Secondo la metodologia del Global Gas Flaring Tracker della Banca Mondiale, nel 2025 nel mondo sono stati bruciati in torcia 167 miliardi di metri cubi di gas associato negli impianti di estrazione di petrolio e gas e negli impianti di liquefazione del GNL. Questa cifra riguarda il flaring stimato con osservazioni satellitari e calibrazioni, non misura da sola il venting né tutte le fughe diffuse di metano. Il quadro complessivo di clima e ciclo di vita appartiene a un altro capitolo; qui conta capire come la gestione del gas modifica il funzionamento e gli impatti locali dell'estrazione.

L'occupazione del suolo non si misura soltanto nell'area della piazzola. Strade, elettrodotti, linee di raccolta, recinzioni e traffico possono dividere habitat continui, modificare drenaggi, favorire specie invasive e disturbare alimentazione, riproduzione o migrazione degli animali. Anche rumore e illuminazione hanno un'impronta che supera il perimetro fisico. L'USGS indica la frammentazione di foreste e habitat fra le principali preoccupazioni associate allo sviluppo oil & gas in paesaggi sensibili. La scala decisiva è spesso cumulativa: dieci siti piccoli collegati da una rete possono modificare il territorio più di quanto suggerisca la superficie di ciascuno preso separatamente.

Gli eventi accidentali hanno invece frequenza e conseguenze molto diseguali. Una perdita lenta da un serbatoio può contaminare suolo o falda senza produrre immagini spettacolari; un blowout offshore può collegare nello stesso evento sicurezza dei lavoratori, ecosistemi marini, pesca e coste. Deepwater Horizon rappresenta un caso estremo, non un incidente tipico: nel 2010 morirono 11 lavoratori e, secondo NOAA, circa 3,19 milioni di barili — 134 milioni di galloni — raggiunsero il mare in 87 giorni. Il dato non va trasformato nella misura media dell'estrazione, ma mostra perché prevenzione, capacità di chiusura del pozzo e risposta remota devono essere valutate prima dell'avvio, non dopo la perdita di controllo.

Il monitoraggio dà significato alle promesse ambientali. Prima dei lavori servono valori di riferimento per acqua, aria, suolo, rumore e habitat; durante

l'esercizio occorrono punti di misura, frequenze e soglie che permettano di riconoscere un cambiamento; dopo la chiusura bisogna verificare stabilità dei pozzi, vegetazione, erosione e qualità delle acque per un periodo coerente con il rischio. Ripristinare non significa soltanto rimuovere cemento e seminare: secondo l'USGS, la reclamation deve riportare il sito verso habitat ed ecosistemi funzionanti simili a quelli circostanti. Obiettivi misurabili, dati pubblici e garanzie finanziarie servono proprio perché il successo ecologico può richiedere più tempo della vita dell'operatore.

Il territorio non è soltanto lo spazio occupato dagli impianti. Un progetto può interferire con agricoltura, pesca, abitazioni, aree protette, falde e attività locali; può anche generare lavoro e servizi durante costruzione e manutenzione. La distribuzione di benefici e rischi dipende dalla durata delle attività, dagli accordi, dalle compensazioni e dalla capacità di controllo pubblico. Per questo la valutazione dell'estrazione deve considerare insieme la geologia che rende possibile il progetto, la tecnologia che lo rende operativo e le persone che ne sopportano o ne ricevono gli effetti.

Le persone esposte non coincidono con quelle occupate dal progetto. Un proprietario può ricevere un canone o una royalty, mentre un vicino senza diritti sul sottosuolo può subire traffico e rumore; pescatori e agricoltori possono vedere modificati accessi, acque o tempi di lavoro; attività commerciali locali possono guadagnare clienti durante la costruzione e perderli quando le squadre se ne vanno. Anche i benefici seguono percorsi diversi: salari e acquisti restano in parte sul territorio, mentre profitti, imposte e royalty possono andare a società, Stato centrale, enti regionali, proprietari del suolo o del sottosuolo secondo le regole del Paese. Valutare l'effetto umano significa quindi chiedere non solo quanto valore viene creato, ma chi lo riceve, chi sostiene i costi e in quale momento.

Una rapida fase di costruzione può mettere sotto pressione alloggi, affitti, strade, scuole, sanità, polizia e servizi di emergenza prima che arrivino nuove entrate fiscali. L'aumento dei camion riguarda sia la sicurezza stradale sia polvere, rumore e manutenzione delle vie locali; turni notturni, illuminazione e torce cambiano l'esperienza quotidiana anche fuori dal perimetro industriale. Al tempo stesso, contratti di fornitura, formazione e assunzioni locali possono

allargare i benefici se le imprese del luogo hanno tempo, capitale e qualifiche per partecipare. Per questo un piano credibile non si limita al numero di posti promessi: distingue occupazione di costruzione e di esercizio, indica quanta manodopera sarà locale, programma alloggi e traffico, finanzia i servizi aggiuntivi e pubblica indicatori verificabili nel tempo.

Quando il progetto interessa terre, acque o attività tradizionali di popoli indigeni, la questione non si riduce a una compensazione economica. L'articolo 32 della Dichiarazione delle Nazioni Unite sui diritti dei popoli indigeni riconosce il diritto a definire priorità e strategie per l'uso delle proprie terre e risorse e richiede agli Stati consultazione e cooperazione in buona fede per ottenere un consenso libero, previo e informato sui progetti che le riguardano. Nella pratica il percorso deve iniziare prima delle decisioni irreversibili, usare informazioni comprensibili, includere gruppi che rischiano di restare fuori dalla trattativa e proseguire durante esercizio e chiusura. Accordi, compensazioni e programmi sociali non sostituiscono il controllo: servono anche dati pubblici su acqua, aria, incidenti e pagamenti, canali di reclamo accessibili e una risposta tracciabile quando emerge un danno.

La chiusura ha infine una dimensione sociale oltre che tecnica. La perdita di posti e contratti può precedere l'ultimo barile, perché perforazione e grandi manutenzioni cessano prima dell'abbandono; negozi, alloggi e bilanci locali possono dipendere da una domanda destinata a ridursi. Un piano di dismissione dovrebbe perciò indicare non soltanto cemento, rimozione degli impianti e ripristino, ma anche calendario degli esuberi, competenze trasferibili, obblighi verso gli appaltatori, continuità del monitoraggio e risorse finanziarie disponibili se l'operatore cambia o fallisce. La vita di un campo attraversa generazioni di lavoratori e residenti: considerarli dall'esplorazione alla chiusura rende più realistica anche la valutazione economica del barile.

Geografia, maturità e prospettive

Le province petrolifere non sono distribuite uniformemente: seguono bacini sedimentari in cui materia organica, maturazione, migrazione, serbatoio, copertura e trappola hanno avuto la combinazione giusta. Le grandi

concentrazioni convenzionali, i bacini di shale e le aree offshore profonde rappresentano quindi storie geologiche e industriali diverse. La geografia non è un catalogo di Paesi: è la conseguenza visibile di condizioni sotterranee, poi modificata dalla disponibilità di capitale, tecnologia, regole e infrastrutture.

I grandi giacimenti convenzionali possono offrire volumi elevati e pozzi relativamente produttivi, ma spesso raggiungono una fase matura in cui acqua, pressione e manutenzione diventano sempre più importanti. Lo shale e il tight oil distribuiscono la produzione fra molti pozzi orizzontali e richiedono un ritmo continuo di sviluppo. L'offshore concentra capitale e rischio in pochi sistemi complessi, con tempi più lunghi e maggiore dipendenza dalla sicurezza degli impianti. Nessuna di queste forme esaurisce il significato di "produzione petrolifera".

Il baricentro può spostarsi anche senza una nuova provincia convenzionale gigantesca. Nel 2025 gli Stati Uniti hanno prodotto in media 13,6 milioni di barili al giorno di greggio e condensati, il massimo registrato per un singolo Paese secondo la EIA. Quasi la metà, 6,6 milioni di barili al giorno, proveniva dal Permian, il vasto sistema di bacini fra Texas e Nuovo Messico dominato da pozzi orizzontali e fratturazione. Il confronto con il declino annuale dei pozzi già esistenti mostra che una posizione di primato non equivale a immobilità: richiede capitale, squadre, acqua, sabbia, impianti e una sequenza continua di nuovi completamenti. Altrove il modello è opposto: pochi campi offshore o convenzionali concentrano grandi volumi in un numero ridotto di infrastrutture. La geografia dell'upstream è quindi anche una geografia del ritmo industriale: molti pozzi brevi e ripetuti oppure pochi progetti lunghi, costosi e ad alta capacità.

L'Unione europea mostra il peso della maturità. Eurostat indica 15,5 milioni di tonnellate di greggio prodotto nel 2024, contro il picco storico di 41,7 milioni raggiunto nel 2004. Nel 2024 l'Italia, con 4,2 milioni di tonnellate, è stata il primo produttore di greggio dell'UE nel confronto fra Stati membri. La produzione italiana si è concentrata soprattutto in Basilicata, che ha prodotto circa 3,70 milioni di tonnellate, in particolare nell'area della Val d'Agri; seguono le zone marine, con circa 389 mila tonnellate, e la Sicilia, con circa 254 mila tonnellate. Emilia-Romagna e Molise hanno contribuito con quantità molto più

ridotte. I dati regionali del Ministero sono espressi in chilogrammi e comprendono la produzione delle concessioni a terra e offshore; la diversa cifra complessiva rispetto a Eurostat dipende dal perimetro statistico adottato. Il dato colloca l'Italia in una posizione rilevante per la produzione europea, ma non la trasforma in una grande provincia petrolifera mondiale: la produzione nazionale è una misura del flusso effettivo di un anno, non dell'intero potenziale geologico italiano.

Anche una nuova scoperta deve attraversare molte soglie prima di diventare barili. La valutazione deve confermare il volume e la produttività; il progetto deve ottenere autorizzazioni e capitale; pozzi e impianti devono essere costruiti e gestiti in sicurezza. Per questo risorsa, riserva, scoperta, progetto annunciato e produzione effettiva sono categorie diverse. Confonderle fa sembrare immediatamente disponibile un petrolio che potrebbe non essere mai sviluppato.

Il futuro dell'upstream dipenderà da nuove informazioni geologiche, recupero dei giacimenti maturi, tecnologie di perforazione e trattamento, disponibilità di capitale, autorizzazioni, domanda e rischio di transizione. Le frontiere più difficili possono aumentare la complessità e i tempi; i progetti esistenti possono richiedere investimenti per non declinare; alcune risorse possono restare fuori bilancio perché non più convenienti o compatibili con le regole. La storia del petrolio è dunque meno una storia di una quantità sotterranea che una storia delle condizioni che permettono, o impediscono, di trasformarla in produzione. Ogni barile resta il risultato di un compromesso fra geologia, tecnologia, capitale, sicurezza e territorio.

Fonti e riferimenti

What are "technically recoverable" oil and gas resources?
https://www.usgs.gov/faqs/what-are-technically-recoverable-oil-and-gas-resources

Petroleum Reserves and Resources Definitions — Society of Petroleum Engineers
https://www.spe.org/en/industry/reserves/

Oil and the environment — U.S. Energy Information Administration
https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/oil-and-the-environment.php

Oil and petroleum products — a statistical overview — Eurostat
https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Oil_and_petroleum_products_-_a_statistical_overview

Global Gas Flaring Data — World Bank Global Gas Flaring Reduction Partnership
https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data

Oil and Gas Extraction — Hazards — Occupational Safety and Health Administration
https://www.osha.gov/oil-and-gas-extraction/hazards

USGS Releases Report on Oil and Gas Potential Beneath U.S. Public Lands
https://www.usgs.gov/news/science-snippet/usgs-releases-report-oil-and-gas-potential-beneath-us-public-lands

Enhanced Oil Recovery — U.S. Department of Energy
https://www.energy.gov/hgeo/enhanced-oil-recovery

Rapid declines from horizontal wells require more drilling to sustain production — U.S. EIA
https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=66564

Crude Bitumen Production — Alberta Energy Regulator
https://www.aer.ca/data-and-performance-reports/statistical-reports/alberta-energy-outlook-st98/crude-bitumen/crude-bitumen-production

Oil Sands Mining Water Use — Alberta Energy Regulator
https://www.aer.ca/data-and-performance-reports/industry-performance/water-use-performance/oil-sands-mining-water-use

Offshore oil and natural gas in depth — U.S. EIA
https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/offshore-oil-and-gas-in-depth.php

Offshore Oil and Gas: Interior Needs to Improve Decommissioning Enforcement and Mitigate Related Risks — U.S. GAO
https://www.gao.gov/products/gao-24-106229

Hydraulic Fracturing for Oil and Gas — U.S. Environmental Protection Agency
https://nepis.epa.gov/Exe/ZyPURL.cgi?Dockey=P100QHVN.TXT

The United States produced more crude oil than any other country in 2025 — U.S. EIA
https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=67844

Produzione nazionale di idrocarburi — anno 2024 — Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica
https://unmig.mase.gov.it/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/produzione-nazionale-di-idrocarburi/

Occupational employment and wages in oil and gas industries, May 2024 — U.S. Bureau of Labor Statistics
https://www.bls.gov/opub/mlr/2026/article/occupational-employment-and-wages-in-oil-and-gas-industries-may-2024.htm

Mining employment decreases 127,000 over the year ended June 2016 — U.S. Bureau of Labor Statistics
https://www.bls.gov/opub/ted/2016/mining-employment-decreases-127000-over-the-year-ended-june-2016.htm

Occupational safety and health and skills in the oil and gas industry — International Labour Organization
https://www.ilo.org/media/438221/download

Social and environmental expenditures — Extractive Industries Transparency Initiative
https://eiti.org/guidance-notes/social-and-environmental-expenditures

Consultation and free, prior and informed consent — UN Human Rights Office
https://www.ohchr.org/en/indigenous-peoples/consultation-and-free-prior-and-informed-consent-fpic

U.S. Environmental Protection Agency, Advancing the Utilization of Produced Water
https://www.epa.gov/research-states/epa-research-partner-support-story-advancing-utilization-produced-water

U.S. Environmental Protection Agency, Basic Information about Oil and Natural Gas Air Pollution Standards
https://www.epa.gov/controlling-air-pollution-oil-and-natural-gas-operations/basic-information-about-oil-and-natural

U.S. Geological Survey, Landscape Consequences of Natural Gas Extraction
https://pubs.usgs.gov/publication/ofr20131119/full

National Oceanic and Atmospheric Administration, Deepwater Horizon Oil Spill
https://response.restoration.noaa.gov/deepwater-horizon-oil-spill-case-study

U.S. Geological Survey, Oil and gas reclamation: operations, monitoring methods and standards
https://www.usgs.gov/publications/oil-and-gas-reclamation-operations-monitoring-methods-and-standards

03.06 Il lungo viaggio del petrolio

Il primo barile non diventa una merce internazionale quando esce dal pozzo. Un barile standard contiene 42 galloni statunitensi, circa 159 litri: il viaggio comincia quindi da un'unità piccola rispetto agli impianti che la muoveranno. Prima deve entrare in una rete. Viene raccolto insieme ad altri flussi, liberato almeno in parte da acqua, gas e sedimenti, misurato, trasferito in un serbatoio e fatto arrivare a un punto in cui una condotta o una nave possano prenderlo in carico. Soltanto allora il greggio può attraversare un confine, cambiare proprietario o raggiungere una raffineria lontana. La trasformazione decisiva, prima ancora che chimica, è logistica.

Questa logistica ha una caratteristica che la rende diversa da una semplice catena di trasporto. Il greggio non è una merce perfettamente uniforme e il suo percorso non è una successione di tratte intercambiabili. La densità, il contenuto di zolfo, la viscosità e la presenza di acqua o sedimenti stabiliscono quali impianti lo possono ricevere. Una condotta può essere piena ma non disponibile per quel grado; un porto può essere vicino ma troppo poco profondo; una nave può essere grande e conveniente per barile, ma inutilizzabile nel terminale di destinazione. Ogni barile è quindi il risultato di un compromesso fra flusso fisico, qualità, capitale, tempo, sicurezza e territorio.

Il campo finisce, ma il percorso è appena cominciato

All'uscita dal campo il greggio non è ancora pronto per un viaggio oceanico. Gli impianti di raccolta riuniscono il flusso di più pozzi attraverso linee locali, dette flowline e gathering line, fino a un centro di trattamento. Qui avviene una separazione preliminare: una parte del gas associato, dell'acqua libera e dei solidi viene rimossa e il liquido viene stabilizzato quanto basta per essere pompato e stoccato. Questa fase non produce carburanti e non trasforma il greggio in una famiglia di prodotti: rende il fluido più prevedibile e sicuro per il passaggio successivo.

La distinzione è importante perché il greggio arriva in superficie come una miscela. La composizione può cambiare da un pozzo all'altro e durante la vita

del campo. Acqua ed emulsioni influenzano la misura e la corrosione; gas e componenti volatili influenzano pressione e sicurezza; un greggio pesante può richiedere riscaldamento per muoversi. Il primo trattamento non elimina tutte queste differenze. Le specifiche commerciali vengono definite nel punto di consegna, con campionamento e analisi, e stabiliscono se un lotto è accettabile, se deve essere miscelato o se deve essere venduto con un differenziale di prezzo.

I serbatoi di campo sono il primo cuscinetto fra una produzione relativamente continua e trasferimenti che avvengono a lotti. Permettono di accumulare, campionare, separare qualità diverse e attendere che una condotta o una nave siano disponibili. Il serbatoio svolge quindi una funzione attiva di regolazione. Assorbe una differenza di tempo: mentre il pozzo continua a produrre, il terminale può essere fermo, la nave può essere in ritardo o il destinatario può non essere ancora pronto. Questa flessibilità richiede capitale, spazio, controllo dei vapori, contenimento secondario e sistemi antincendio.

Il primo punto di misura fiscale può trovarsi nel campo, in un hub o nel terminale. La quantità e la qualità diventano allora oggetto di un contratto: un errore di misura non è soltanto un problema tecnico, ma può cambiare il valore di un carico e la responsabilità per una perdita. Misuratori, campionatori e laboratori collegano perciò la fisica del fluido alla contabilità del commercio. Il barile pagato corrisponde al volume misurato a una temperatura e a una specifica definite.

Il tubo è continuo, ma non è flessibile

Un oleodotto funziona bene quando un flusso regolare può collegare un'origine e una destinazione per un periodo abbastanza lungo da giustificare un investimento elevato. Una linea di raccolta unisce pozzi e impianti; una trunkline porta grandi volumi verso un terminale, un deposito o una raffineria. Il Trans Alaska Pipeline System mostra la scala possibile: 800 miglia, circa 1.287 chilometri, di tubo principale da 48 pollici, cioè 1,22 metri di diametro, fra Prudhoe Bay e Valdez. La nave può essere scelta viaggio per viaggio, mentre la condotta richiede corridoi, autorizzazioni, servitù, stazioni di pompaggio e

capitale anticipato. Il tubo offre continuità e non dipende dal moto ondoso, ma lega fisicamente i nodi che collega.

La capacità nominale è la portata teorica in condizioni definite. Il flusso effettivo può essere molto più basso. Un greggio viscoso richiede più energia o una temperatura maggiore; lotti di qualità differente devono essere sequenziati; una parte del prodotto costituisce il line fill, cioè il volume minimo che deve restare nel tubo per mantenerlo operativo; una stazione di pompaggio può essere in manutenzione; una tratta può essere limitata da pressione, corrosione o da un vincolo a valle. Per questo capacità e flusso sono grandezze diverse. Una condotta dichiarata da 2,5 milioni di barili al giorno, come l'oleodotto egiziano SUMED, descrive una capacità nominale riportata dalla U.S. Energy Information Administration, non dimostra che quella quantità sia transitata in ogni giorno o in ogni anno. Anche il TAPS rende concreta la differenza: nel 1988 trasportò in media 2.032.928 barili al giorno; nel 2025 la media fu 462.821, meno di un quarto, pur restando lo stesso corridoio da 48 pollici.

Dentro il tubo il petrolio non procede per inerzia. Pompe e valvole regolano pressione e portata; i sistemi di supervisione e acquisizione dati, indicati con la sigla SCADA, controllano temperature, pressioni, allarmi e chiusure. I misuratori fiscali ricostruiscono il bilancio di massa. I pig, dispositivi inseriti nella condotta e spinti dal flusso, possono pulire la linea o portare strumenti per individuare corrosione, deformazioni e difetti. Una chiusura rapida cambia la pressione lungo la tubazione e può generare un colpo d'ariete: la sicurezza dipende anche dalla velocità con cui il sistema reagisce.

Le condotte sottomarine aggiungono difficoltà che non si risolvono aumentando semplicemente lo spessore dell'acciaio. Ancoraggi, attrezzi da pesca, correnti, frane sottomarine, fatica e corrosione possono danneggiare una linea difficile da ispezionare e riparare. Il punto di approdo è spesso più esposto di quanto suggerisca una mappa: concentra valvole, pompe, tubi flessibili, cavi, personale e collegamenti fra mare e terra. Un guasto remoto può interrompere il flusso; un danno vicino al terminale può impedire di usare anche la parte della rete rimasta integra.

Nel 2024 gli operatori statunitensi hanno dichiarato alla Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration 228.514 miglia di sistemi per liquidi pericolosi e anidride carbonica; 83.209 miglia erano classificate come sistemi per crude oil. È un numero grande, ma ha un perimetro preciso: riguarda gli Stati Uniti e le categorie della raccolta PHMSA, non la rete mondiale, non la capacità e non il flusso trasportato. Proprio per questo è utile: mostra la scala fisica di un sistema nazionale senza autorizzare una generalizzazione globale.

La rigidità del tubo è anche una forma di dipendenza. Una linea dedicata a un solo bacino può essere molto efficiente quando i volumi sono stabili; se si rompe o perde l'accesso a un terminale, però, l'alternativa può richiedere camion, ferrovia, trasbordo o una nuova rotta marittima. Un carro cisterna ferroviario contiene circa 700 barili: un treno di 100 carri ne muove nell'ordine di 70.000. Per eguagliare il carico di una VLCC da due milioni di barili servirebbero quindi quasi 29 treni di quella lunghezza. Una linea multiutente distribuisce il rischio ma richiede regole per assegnare la capacità e per gestire l'ordine dei lotti. L'infrastruttura più economica per un singolo collegamento non è sempre quella che rende più resiliente l'intera rete.

Prima del primo metro: come si decide e si paga un oleodotto

La prima decisione non è il tracciato, ma se esiste abbastanza petrolio da trasportare abbastanza a lungo. Prima di costruire si stimano produzione futura, clienti, punti di origine e consegna, qualità del greggio, capacità e diametro, pressione, stazioni di pompaggio, serbatoi e collegamenti portuali. Si confrontano corridoi alternativi, pendenze, fiumi, faglie, aree abitate e protette, servitù, consultazioni con comunità e popoli indigeni, autorizzazioni, sicurezza e possibilità di ampliare la linea. Un progetto può essere tecnicamente fattibile e non essere finanziabile: per questo l'operatore cerca spesso impegni dei futuri utilizzatori prima della decisione finale d'investimento.

La prova commerciale è spesso una open season, una procedura in cui i potenziali clienti indicano quanta capacità intendono prenotare e per quanti

anni. Gli impegni take-or-pay obbligano poi lo shipper a pagare la capacità riservata anche se in un certo periodo spedisce meno petrolio. In questo modo una parte dei ricavi futuri diventa prevedibile e può sostenere debito e capitale proprio. Restano da decidere quanta capacità lasciare non impegnata, come assegnarla quando le richieste superano lo spazio disponibile e chi sopporta il rischio che la produzione del bacino diminuisca.

Non esiste un tempo standard di costruzione. Una linea relativamente breve lungo un corridoio già disponibile può richiedere alcuni anni fra progetto, permessi e cantiere; un'infrastruttura interregionale può impiegare più di un decennio. Il Trans Mountain Expansion Project rende visibile l'intero calendario: domanda presentata nel 2013, prima approvazione nel 2016, ricorsi e nuova valutazione, costruzione e avvio commerciale il 1° maggio 2024. Sono più di dieci anni dalla domanda al servizio. Il cantiere è soltanto una parte del tempo: consultazioni, progettazione, acquisto dei terreni, autorizzazioni, ricorsi, finanziamento, prove, riempimento iniziale e messa in esercizio possono durare quanto o più della posa del tubo.

Anche il costo dipende dal sistema completo, non dai soli chilometri. Trans Mountain ha aggiunto circa 992 chilometri di nuove condotte, ne ha riattivati 193, ha costruito 12 stazioni di pompaggio, 19 serbatoi e tre nuovi attracchi, portando la capacità da circa 300.000 a 890.000 barili al giorno. La stima riportata dal regolatore canadese è passata da 7,4 miliardi di dollari canadesi nel 2017 a 30,9 miliardi nel 2023; una successiva informativa del CER ha indicato 34,2 miliardi. Non è un costo medio mondiale per chilometro: terreno, gallerie, standard sismici, terminali, inflazione, alluvioni, ritardi e oneri finanziari hanno un peso enorme.

L'utilizzo viene normalmente tariffato per barile, ma il prezzo può cambiare con punto di ingresso e uscita, tipo di greggio, servizio impegnato o non impegnato, volume e durata del contratto. Per Trans Mountain il CER approvò come valore provvisorio di riferimento 11,46 dollari canadesi per barile per uno shipper con contratto di 15 anni e meno di 75.000 barili al giorno da Edmonton a Burnaby: 10,88 dollari di componente fissa e 0,58 di componente variabile. La parte fissa remunera soprattutto capitale e costi non legati al singolo barile; quella variabile riflette costi come l'energia. Altri percorsi e contratti hanno tariffe

diverse. Negli Stati Uniti, inoltre, molte tariffe interstatali possono essere aggiornate entro massimali indicizzati dalla Federal Energy Regulatory Commission (FERC) statunitense, oppure derivare da costo del servizio, accordi negoziati o condizioni di mercato autorizzate.

Quanto serve per ammortizzare l'investimento? Un conto semplificato chiarisce l'ordine di grandezza. Se i 590.000 barili al giorno di capacità aggiunta da Trans Mountain fossero utilizzati all'80% e ciascuno producesse 10,88 dollari canadesi di ricavo fisso, si otterrebbero circa 1,87 miliardi l'anno. Dividendo 30,9 miliardi per quel ricavo si arriva a circa 16,5 anni; usando il successivo costo di 34,2 miliardi, a circa 18,3 anni. Non è il vero periodo di rimborso: mancano manutenzione, personale, imposte, interessi, capacità inutilizzata, tariffe differenti e ripartizione dei costi fra sistema vecchio e nuovo. È però coerente con la logica di contratti take-or-pay di 15 o 20 anni e mostra perché un oleodotto si decide su orizzonti di decenni, non di pochi esercizi.

Serbatoi e terminali sono cerniere temporali

Il terminale raccoglie tempi diversi. Da una parte arriva il flusso regolare di una condotta o di un campo; dall’altra arriva una nave che deve rispettare una finestra di carico e poi ripartire verso una destinazione. Fra i due ci sono serbatoi, pompe, laboratori, valvole, bracci di carico e sistemi di emergenza. Le dimensioni possono essere enormi: il terminale di St. James, in Louisiana, dispone di sei serbatoi con una capacità complessiva di circa due milioni di barili, equivalente al carico di una grande VLCC. Se il terminale è pieno, la condotta può dover rallentare. Se una nave è in ritardo, il serbatoio deve avere spazio. Se il lotto non è conforme, il problema diventa contemporaneamente commerciale, tecnico e temporale.

Un terminale petrolifero può essere interno, costiero o offshore. In banchina la nave si avvicina al sistema di bracci e tubazioni; con una monoboa, invece, può caricare a distanza dalla costa, collegata al deposito da condotte sottomarine. Il secondo schema permette di ricevere navi grandi senza costruire un porto profondo in ogni punto, ma espone a mare mosso, correnti e difficoltà di intervento. Al terminale di Valdez l’intera operazione di ormeggio e carico

richiede circa un giorno e le navi più grandi imbarcano fino a due milioni di barili. Il Louisiana Offshore Oil Port dichiara invece una velocità di scarico fino a 100.000 barili l'ora: in teoria venti ore per due milioni di barili, prima di considerare ormeggio, controlli, campionamento e disconnessione. Il trasferimento ship-to-ship, da nave a nave, può alleggerire una petroliera troppo grande per un porto o cambiare il percorso di un carico. Ogni trasferimento, però, aggiunge una manichetta, un equipaggio, una procedura e una responsabilità.

Il pescaggio è una misura pratica della geografia. Una nave a pieno carico entra solo dove fondale, marea, canale e regole lo consentono. Contano anche lunghezza, larghezza, manovrabilità, vento, onde e disponibilità di rimorchiatori. Le parole Aframax, Suezmax, VLCC e ULCC sono scorciatoie operative per classi di navi, non garanzie universali di accesso. Un'Aframax ricade indicativamente fra 80.000 e 120.000 tonnellate di portata lorda; una VLCC può trasportare circa 1,9–2,2 milioni di barili di greggio; una ULCC arriva approssimativamente a 2–3,7 milioni. Una Suezmax non passa automaticamente in ogni condizione del Canale di Suez; una VLCC non può essere accolta da ogni terminale; una ULCC può trovare poche banchine compatibili. La dimensione che riduce il costo unitario in mare può aumentare il costo di accesso a terra.

La zavorra rende possibile il viaggio di ritorno. Una petroliera scarica deve restare stabile e governabile; l'acqua di mare viene quindi imbarcata in cisterne dedicate, senza usare quelle del carico. Le regole MARPOL sull'inquinamento da olio hanno separato la zavorra dal greggio e hanno progressivamente imposto il doppio scafo alle petroliere. Il doppio scafo riduce la probabilità che un urto o un incaglio apra direttamente una cisterna, ma non rende la nave invulnerabile: restano collisioni, incendi, errori di carico, corrosione e danneggiamenti ad alta energia.

Il tempo portuale ha un valore economico. Quando la nave attende perché il terminale è pieno, il meteo impedisce l'ormeggio o la condotta non ha preparato il lotto, il ritardo può produrre demurrage, cioè un costo contrattuale legato al tempo eccedente la finestra concordata. La sosta modifica anche il programma della nave successiva, il consumo di carburante della flotta e la

data in cui la raffineria riceverà il greggio. Il deposito è dunque una cerniera temporale, non un magazzino neutro: compra elasticità, ma la elasticità ha un prezzo.

I conti di una petroliera: nave, carico e margini

Una VLCC nuova è un investimento dello stesso ordine di grandezza del greggio che trasporta. Nel 2024 DHT ordinò quattro navi da circa 320.000 tonnellate di portata lorda a un prezzo medio di 128,5 milioni di dollari ciascuna. Il mercato dell'usato può essere molto diverso: nello stesso periodo Frontline concordò la vendita di cinque VLCC costruite nel 2009 e 2010 per 290 milioni complessivi, circa 58 milioni a nave. Età, consumi, cantiere, dotazioni ambientali, stato del mercato e disponibilità di credito possono quindi spostare il valore di decine di milioni.

Il costo operativo diretto comprende equipaggio, manutenzione ordinaria, lubrificanti, ricambi, assicurazioni e gestione tecnica. I dati DHT del 2024 indicano 78,6 milioni di dollari di spese operative per una flotta di circa due dozzine di VLCC: un ordine di grandezza vicino a 9.000 dollari per nave al giorno. Non comprende tutto. Carburante, porti, canali, rimorchiatori e commissioni sono costi di viaggio e vengono sostenuti dall'armatore o dal noleggiatore secondo il contratto; si aggiungono periodi di fermo e bacino, amministrazione, interessi e ammortamento contabile della nave. Nello stesso bilancio DHT la svalutazione e l'ammortamento valevano 111,9 milioni di dollari nell'anno, altri circa 12.000-13.000 dollari al giorno per nave come costo contabile medio.

Il valore del carico si calcola più facilmente. Una VLCC con due milioni di barili contiene 150 milioni di dollari di greggio se il prezzo assunto è 75 dollari al barile. A 50 dollari il carico vale 100 milioni; a 100 dollari ne vale 200. La nave nuova dell'esempio costa quindi meno del carico quando il petrolio supera circa 64 dollari al barile. Anche una variazione dell'1% sul prezzo di un carico da 150 milioni vale 1,5 milioni. Nave e petrolio appartengono normalmente a soggetti diversi e sono assicurati separatamente.

L'armatore guadagna vendendo giorni-nave, con un noleggio a tempo, oppure accettando un viaggio. Per confrontare contratti diversi si usa il time charter equivalent, TCE: ricavi del viaggio meno carburante, porti e altre spese di viaggio, divisi per i giorni impiegati. Nel 2024 DHT dichiarò un TCE medio di flotta di 45.200 dollari al giorno. Sottraendo circa 9.000 dollari di costo operativo diretto restano circa 36.000 dollari al giorno, cioè 1,08 milioni in 30 giorni o 13 milioni su un anno pienamente impiegato. Questo è un margine operativo prima di amministrazione, fermate, interessi, ammortamenti e imposte, non l'utile netto. Poiché i noli sono ciclici, la stessa nave può guadagnare molto in un trimestre e avvicinarsi alla perdita in un altro.

Il proprietario del greggio non riceve invece un nolo: guadagna sulla differenza fra valore di vendita consegnato e costo complessivo del carico. Dal prezzo di vendita deve sottrarre acquisto del greggio, trasporto, terminali, assicurazione, finanziamento, perdite quantitative, differenziali di qualità e coperture finanziarie. Non esiste quindi un profitto tipico ricavabile dalla sola dimensione della petroliera. La sensibilità, però, è immediata: su due milioni di barili un margine netto di 1 dollaro al barile vale 2 milioni di dollari; 3 dollari valgono 6 milioni; una perdita di 1 dollaro produce un passivo di 2 milioni. Se il proprietario è una raffineria integrata, il risultato può emergere soprattutto dalla vendita dei prodotti raffinati; se è un trader, dalla differenza fra acquisto e rivendita dopo tutti i costi logistici e finanziari.

Quando la rotta diventa il problema

Una volta caricata, la petroliera entra in una rete di rotte che non coincide con la semplice distanza fra due porti. I grandi flussi possono passare per stretti, canali o condotte parallele al mare. Nel primo semestre del 2025 l’EIA ha stimato 79,8 milioni di barili al giorno di commercio marittimo di petrolio e liquidi petroliferi. La stessa fonte stima per il 2024 79,7 milioni di barili al giorno. Sono ordini di grandezza del traffico marittimo, non del solo greggio e non della capacità massima delle rotte.

Nel 2024 attraverso Malacca sono passati, secondo EIA, circa 22,5 milioni di barili al giorno di petrolio e liquidi petroliferi; nel primo semestre 2025 il dato è

stato 23,2 milioni. Hormuz ha registrato 20,7 milioni nel 2024 e 20,9 nel primo semestre 2025. Sono flussi osservati o stimati attraverso un punto geografico: non equivalgono alle esportazioni nette di una regione e non descrivono quanti barili potrebbe sostenere lo stretto in condizioni teoriche. La differenza fra flusso e capacità è decisiva quando si parla di vulnerabilità.

Hormuz concentra il collegamento fra il Golfo Persico e i mercati asiatici. Nel primo semestre 2025, il greggio e il condensato rappresentavano 14,7 milioni dei 20,9 milioni di barili al giorno stimati nello stretto; l'89% di quel greggio e condensato aveva destinazione asiatica. India, Cina, Giappone e Corea del Sud non ricevono soltanto una materia prima: dipendono da una sequenza di porti, navi, assicuratori e contratti che deve restare operativa. Una minaccia può quindi modificare il costo e il tempo del commercio prima di interromperne il volume.

Le alternative terrestri sono parziali. EIA stima in circa 4,7 milioni di barili al giorno la capacità complessiva di bypass offerta da condotte di Arabia Saudita, Emirati Arabi Uniti e Iran, molto inferiore al flusso di Hormuz. Il confronto non dimostra che tutto il flusso a rischio potrebbe essere sostituito né che il bypass opererebbe sempre alla capacità nominale. Mostra però la scala della sostituibilità: una rete può possedere un'alternativa senza possedere un doppione equivalente.

Malacca è un altro esempio di concentrazione. Nel primo semestre 2025 vi sono passati 16,6 milioni di barili al giorno di greggio e condensato su 23,2 milioni di petrolio e liquidi complessivi, secondo EIA. Esistono rotte alternative, come Sunda e Lombok, ma non sono una copia perfetta: cambiano distanza, profondità, traffico, condizioni operative e destinazioni raggiungibili. La deviazione di una nave è possibile; la sostituzione immediata dell'intera rete non lo è.

Suez e Bab el-Mandeb rendono visibile il rapporto fra sicurezza e geografia. Nel 2024 EIA stima 4,8 milioni di barili al giorno via Suez e SUMED e 4,1 via Bab el-Mandeb; nel primo semestre 2025 i valori sono saliti rispettivamente a 4,9 e 4,2. La condotta SUMED, fra Ain Sukhna e Sidi Kerir, ha una capacità dichiarata di 2,5 milioni di barili al giorno. Anche qui non si tratta di un semplice tubo

sostitutivo: collega due punti precisi, richiede terminali compatibili e può bypassare un tratto marittimo, non ogni combinazione di origine e destinazione.

Gli attacchi nel Mar Rosso hanno spinto alcune compagnie a evitare Bab el-Mandeb e Suez. Nella serie EIA il traffico via Suez e SUMED e quello via Bab el-Mandeb nel primo semestre 2025 risultano circa dimezzati rispetto ai livelli del 2023, mentre la rotta del Capo di Buona Speranza ha raggiunto 9,1 milioni di barili al giorno. Il Capo non è un chokepoint, ma una deviazione. Per una Suezmax carica in viaggio dal Golfo Persico al polo Amsterdam-Rotterdam-Anversa, l'EIA stima circa 19 giorni via Suez e quasi 35 attorno al Capo: sedici giorni in più, quasi il raddoppio. Allungare la rotta significa impiegare più giorni-nave, consumare più carburante, tenere più capitale immobilizzato e aumentare l'esposizione a meteo e ritardi. La nave è flessibile rispetto al tubo, ma la flessibilità non è gratuita.

Il barile consegnato ha una qualità e un prezzo

Il greggio è una famiglia di liquidi con caratteristiche differenti. La densità, spesso espressa in gradi API, dove a valori più alti corrisponde un greggio più leggero, influenza il comportamento del fluido e i mercati che possono riceverlo. Il contenuto di zolfo distingue in modo generale greggi sweet e sour; viscosità, acqua, sali, sedimenti, acidità, metalli e pressione di vapore incidono su movimentazione, compatibilità e specifiche contrattuali. Le regole di consegna del WTI rendono visibile quanto sia precisa l'etichetta: il greggio deve collocarsi fra 37 e 42 gradi API, contenere non più dello 0,42% di zolfo in peso e meno dell'1% di acqua, sedimenti e altre impurità. Non serve trasformare queste proprietà in una lezione di raffinazione: basta capire che il destinatario non compra un barile astratto, ma un grado con una certa analisi.

La qualità produce un differenziale rispetto a un riferimento. Un greggio pesante può richiedere riscaldamento e pompe diverse; un greggio sour può avere meno destinatari compatibili; un lotto fuori specifica può essere miscelato, declassato o rifiutato. Anche la miscelazione è una decisione tecnica: due greggi compatibili possono formare un lotto commerciabile, mentre una

combinazione instabile può creare sedimenti o problemi nelle linee. Il laboratorio, il contratto e il punto di misura sono parte della transazione quanto la nave.

La miscelazione rende il sistema più efficiente e più difficile da leggere. Un terminale può ricevere greggi diversi e conservarli separati, oppure combinarli secondo specifiche di qualità e contratti. Separare aumenta il numero di serbatoi necessari; miscelare riduce la segregazione ma può rendere più difficile ricostruire l'origine di ogni componente. Il punto di misura, la procedura di campionamento e la tolleranza ammessa stabiliscono la qualità commerciale del lotto. La stessa infrastruttura può quindi funzionare come deposito di singoli gradi o come luogo in cui si crea una nuova qualità commerciabile.

La temperatura collega il fluido al consumo di energia della logistica. Un greggio viscoso può scorrere lentamente in una linea fredda; il riscaldamento riduce la resistenza ma richiede energia, isolamento, apparecchiature e controlli. Nei serbatoi il calore può favorire vapori e richiedere sistemi di gestione specifici. In mare il carico deve restare entro condizioni compatibili con le cisterne e con lo scarico. Non è corretto attribuire una stessa esigenza a tutti i greggi: il costo di movimentazione nasce dalla proprietà concreta del lotto, dalla distanza e dalle condizioni dell'impianto.

Brent e WTI non sono nomi intercambiabili per ogni barile. Brent è un riferimento internazionale costruito attorno ai greggi del Mare del Nord e a una struttura fisica e finanziaria; WTI è il riferimento del greggio leggero e dolce statunitense, con specifiche e punto di consegna propri. Dubai e Oman sono riferimenti importanti per il mercato asiatico e per greggi di caratteristiche diverse. Un benchmark organizza il prezzo; non descrive da solo la qualità, il porto o il costo di consegna del carico che arriva a una raffineria.

Il future ICE Brent ha una dimensione contrattuale di 1.000 barili. Il dato spiega la scala dello strumento finanziario e non la capacità di una petroliera. Il contratto può servire per coprire il rischio di prezzo o, secondo le regole del mercato, collegarsi a meccanismi di consegna; resta diverso dal carico fisico che si trova in mare. Anche il WTI NYMEX ha specifiche proprie e un punto di

consegna nel mercato statunitense. Confondere contratto, benchmark e merce porterebbe a credere che il prezzo visualizzato sullo schermo sia già il costo del barile alla raffineria.

Il costo consegnato nasce dalla somma di molti passaggi: tariffa di raccolta e condotta, energia per pompaggio o riscaldamento, stoccaggio, misura, terminale, porto, nolo, rimorchiatori, ispezioni, assicurazione, finanziamento, attese e demurrage. A questi si aggiunge il differenziale di qualità e, se la rotta cambia, il costo della deviazione. Non esiste un costo medio globale per barile valido per ogni condotta e ogni nave. La tratta, la stagione, la disponibilità di navi, il rischio e la dimensione del carico cambiano il risultato.

Il confronto fra nave e oleodotto è quindi meno semplice del confronto fra due prezzi. Una nave noleggiata può cercare una nuova destinazione e sfruttare un terminale alternativo, mentre una condotta costruita non si sposta. Ma una nave deve pagare tempo, equipaggio, bunker, assicurazione e accesso portuale; un oleodotto richiede capitale iniziale e manutenzione, ma può operare con un flusso continuo. La nave riduce la rigidità geografica e aumenta la dipendenza da porti, stretti e assicuratori. Il tubo riduce alcune esposizioni marittime e aumenta la concentrazione lungo un corridoio.

L’assicurazione rende visibile un’altra dimensione del costo. La copertura dello scafo e dei macchinari riguarda la nave; quella P&I, cioè Protection and Indemnity, riguarda molte responsabilità verso terzi; esiste poi l’assicurazione del carico e possono essere necessarie coperture per guerra o rischio politico. Una rotta può essere fisicamente percorribile ma commercialmente impraticabile se la copertura viene esclusa, se una nave è soggetta a sanzioni o se il porto non offre condizioni assicurabili. Il rischio viene prezzato prima di diventare un incidente.

L’impronta ambientale della logistica

La logistica modifica l’ambiente anche quando nessun tubo si rompe e nessuna nave perde il carico. Per leggerne l’impronta conviene distinguere almeno quattro momenti: costruzione delle infrastrutture, esercizio ordinario, incidente e fine vita. Il bilancio climatico complessivo del petrolio e gli altri effetti

ambientali della filiera saranno approfonditi nel volume dedicato agli impatti ambientali; qui il compito è più circoscritto: riconoscere le principali pressioni che nascono dal suo spostamento: corridoi e attraversamenti d'acqua, energia e vapori, rumore e luce, dragaggi, acqua di zavorra, rifiuti, suoli contaminati e opere che restano dopo l'ultima consegna.

Anche un oleodotto interrato lascia un'impronta ambientale. Durante il cantiere occorre aprire una fascia di lavoro, rimuovere e conservare il suolo, scavare, attraversare strade e corsi d'acqua, movimentare mezzi e poi ricostruire drenaggi e vegetazione. Una parte del disturbo è temporanea; un'altra può durare perché il diritto di passaggio deve restare accessibile per ispezioni e manutenzione. Il tracciato può frammentare habitat, favorire erosione o specie invasive e interferire con zone umide e migrazioni. Per questo la scelta del corridoio deve confrontare alternative, stagioni biologiche, metodi di attraversamento, larghezza della fascia e sensibilità dei suoli, non soltanto lunghezza e costo. Il Canada Energy Regulator considera gli effetti sugli ambienti acquatici parte della valutazione degli attraversamenti e richiede misure di protezione dei corsi d'acqua.

Terminali e porti concentrano invece pressioni continue in uno spazio ristretto. Navi oceaniche, rimorchiatori, mezzi di piazzale, camion, locomotive, pompe e generatori consumano energia ed emettono ossidi di azoto, particolato fine, sostanze tossiche e anidride carbonica; serbatoi e operazioni di carico possono liberare composti organici volatili. L'EPA statunitense include proprio navi, mezzi portuali, imbarcazioni di servizio, traffico stradale e ferrovia negli inventari emissivi dei porti. A questi flussi si aggiungono rumore, illuminazione, acque meteoriche, piccole perdite ripetute e, dove servono canali profondi, dragaggi e gestione dei sedimenti. Una media regionale può quindi nascondere l'esposizione dei quartieri e dei lavoratori vicini al terminale.

La zavorra introduce un impatto che non dipende dal petrolio. L'acqua imbarcata per stabilizzare la nave può contenere migliaia di microbi, alghe, larve e piccoli animali; se viene scaricata senza gestione in un altro ecosistema può trasferire specie invasive. Anche gli organismi aderenti allo scafo possono viaggiare fra porti. La Ballast Water Management Convention dell'IMO richiede un piano specifico per la nave, un registro e un certificato, oltre allo scambio o

al trattamento dell'acqua secondo gli standard applicabili. È un buon esempio di come una petroliera possa creare pressione biologica anche durante un viaggio perfettamente regolare e senza perdere una goccia di greggio.

Quando il petrolio entra nell'ambiente, il volume è importante ma non basta a prevedere il danno. Contano tipo di greggio, temperatura, vento, correnti, stagione e habitat raggiunto. L'olio può ricoprire piume, pelliccia, foglie e superfici respiratorie; componenti tossici possono essere inalati o ingeriti; uova, larve, zone di riproduzione, paludi e rive riparate possono restare esposte più a lungo. Anche la risposta ha conseguenze: accessi di mezzi pesanti, lavaggi ad alta pressione, rimozione di sedimenti, combustione o disperdenti possono ridurre un danno e crearne un altro. NOAA sottolinea che animali e piante possono essere colpiti sia dal petrolio sia dalle operazioni di pulizia. La strategia migliore è quindi quella che minimizza il danno complessivo nel luogo reale, non quella che rimuove più rapidamente ogni traccia visibile.

Il monitoraggio collega progetto, esercizio e ripristino. Prima dei lavori servono valori di riferimento per acqua, suolo, vegetazione, fauna, rumore e aria; durante il cantiere e l'esercizio occorrono indicatori, frequenze, soglie e responsabilità; dopo una perdita bisogna seguire anche il recupero ecologico, non soltanto i barili raccolti. Per i corridoi contano stabilità del terreno, erosione, drenaggi, successo della rivegetazione e specie invasive; per terminali e porti contano emissioni, acque di dilavamento, sedimenti e contaminazione di suolo e falda. Pubblicare metodo e risultati permette di distinguere un ritorno alle condizioni attese da una semplice fine dei lavori.

La fine vita prosegue oltre lo spegnimento delle pompe. Una condotta può essere rimossa oppure pulita, isolata e lasciata in posto; ciascuna scelta evita alcuni impatti e ne produce altri. Scavare di nuovo disturba suolo e habitat, mentre lasciare il tubo richiede di valutare corrosione, perdita di copertura, cedimenti, esposizione e possibilità che diventi un percorso per l'acqua. Il Canada Energy Regulator richiede che i piani considerino tipo, frequenza e durata del monitoraggio delle infrastrutture rimaste in posto. Anche serbatoi e terminali devono affrontare residui, tubazioni, fondazioni e terreni contaminati. Una garanzia finanziaria e un responsabile identificabile sono quindi elementi

ambientali: servono quando l'infrastruttura non genera più ricavi ma continua a occupare il territorio.

Rischi, incidenti e responsabilità

Un oleodotto può perdere per corrosione, difetti, frane, terremoti, scavi, furti, vandalismo, sovrapressione o errore operativo. La prevenzione combina progettazione, protezione catodica, ispezioni, pattugliamento, rilevamento delle perdite e valvole di blocco. La risposta deve essere rapida perché il volume fuoriuscito dipende anche dal tempo necessario per riconoscere il guasto, isolare la tratta e raggiungere il punto danneggiato. Il rischio informatico entra nello stesso quadro quando un sistema di controllo altera allarmi, pressioni o comandi.

Su una petroliera i rischi principali sono collisione, incaglio, incendio, sovrariempimento, incompatibilità, rottura di manichette e errore umano. Il doppio scafo e la zavorra segregata riducono alcune conseguenze; non eliminano la necessità di manutenzione, addestramento, controllo del traffico e piani d'emergenza. Anche il terminale è un punto critico: concentrare serbatoi e tubazioni rende efficiente il trasferimento, ma concentra energia, vapori, persone e possibili vie di propagazione di un incendio.

Le statistiche ITOPF aiutano a descrivere il fenomeno senza usare un singolo disastro come misura universale. Nel 2025 l'organizzazione ha registrato sei sversamenti da incidenti di navi cisterna superiori a sette tonnellate; tre superarono 700 tonnellate e il totale perso fu stimato in circa 4.000 tonnellate. La media del decennio in corso è di circa sette incidenti l'anno, contro circa 79 negli anni Settanta e 6,3 negli anni Dieci: una riduzione superiore al 90% rispetto agli anni Settanta, seguita però da una sostanziale stabilizzazione. Il perimetro è essenziale: si tratta di incidenti tanker con volumi confermati superiori a sette tonnellate e la serie esclude gli atti di guerra. Non è un tasso di rischio per viaggio e non misura perdite non confermate.

Quando uno sversamento avviene, la responsabilità non coincide automaticamente con il costo completo del danno. La Convenzione internazionale sulla responsabilità civile per i danni derivanti da inquinamento

da idrocarburi, CLC, attribuisce in linea generale la responsabilità al proprietario della nave e richiede una garanzia finanziaria, entro limiti stabiliti dal regime applicabile. L'IMO riporta per una nave oltre 140.000 tonnellate di stazza lorda un limite di 89,77 milioni di diritti speciali di prelievo, o SDR. È un limite giuridico, non una stima del costo ecologico né una somma automaticamente pagata.

Il sistema dei Fondi IOPC può intervenire nei Paesi aderenti quando la compensazione disponibile secondo la CLC non basta o non è applicabile, attraverso contributi dei ricevitori di petrolio trasportato via mare. La distinzione fra spesa di prevenzione, bonifica, danno economico, ripristino e compensazione è decisiva. Una comunità può sostenere costi di pulizia prima che una procedura stabilisca quali spese siano ammissibili; un proprietario può avere responsabilità limitata; un assicuratore può contestare una clausola. La regola finanziaria non cancella la conseguenza materiale dell'incidente.

Lavoro, comunità e tracciabilità

Fra il campo e la raffineria non si muove soltanto petrolio: si coordina il lavoro di equipaggi, piloti, rimorchiatori, ormeggiatori, controllori di condotta, tecnici, manutentori, laboratori, autisti, dogane e soccorritori. Le responsabilità sono distribuite fra proprietario della nave, società di gestione, noleggiatore, proprietario del carico, terminale, operatore dell'oleodotto e imprese appaltatrici. Questa frammentazione permette di specializzare il lavoro, ma può rendere meno evidente chi decide un ritmo operativo, chi forma il personale e chi deve fermare il trasferimento quando qualcosa non torna. La sicurezza dipende quindi anche dalla qualità dei passaggi di consegne fra organizzazioni, non soltanto dalle apparecchiature.

La petroliera rende particolarmente visibile la sproporzione fra valore trasportato e numero di persone a bordo. Una nave con un carico da centinaia di milioni di dollari è condotta da un equipaggio relativamente piccolo, organizzato fra coperta, macchina e servizi. I marittimi controllano navigazione, propulsione, pompe, cisterne, gas inerti, manutenzione e sicurezza antincendio; in porto devono inoltre coordinarsi con piloti e personale di terra

durante una delle fasi più intense del viaggio. L'IMO stima in circa 1,9 milioni i marittimi che sostengono l'intera flotta mercantile mondiale: il dato comprende tutte le tipologie di nave, non soltanto le petroliere, ma mostra quanto il commercio globale dipenda da una forza lavoro numericamente piccola rispetto ai volumi movimentati.

Il mare impone continuità: plancia e sala macchine devono restare sorvegliate di notte, nei fine settimana e durante traversate di settimane. La Maritime Labour Convention dell'Organizzazione internazionale del lavoro stabilisce, come regola generale, almeno 10 ore di riposo in ogni periodo di 24 ore e almeno 77 ore in sette giorni. Non significa che il lavoro finisca dopo quattordici ore: emergenze, esercitazioni e necessità operative possono interrompere il riposo secondo le condizioni previste, e registri formalmente corretti non bastano se l'organizzazione produce fatica. L'IMO collega perciò il numero minimo e la qualificazione dell'equipaggio non soltanto alla conduzione della nave, ma anche alla prevenzione degli infortuni, dell'inquinamento e della stanchezza. Una deviazione di rotta o una lunga attesa in rada cambia quindi anche turni, riposi e data del rientro a casa.

Il rapporto di lavoro può attraversare più Paesi dello stesso viaggio. La nave può appartenere a una società, essere gestita da un'altra, battere la bandiera di un terzo Stato e imbarcare persone reclutate da agenzie in Paesi diversi. La MLC definisce tutele su contratto, salario, alloggio, assistenza sanitaria, rimpatrio e procedure di reclamo, ma l'applicazione concreta dipende da Stato di bandiera, controlli nei porti, armatore e possibilità del marittimo di far valere i propri diritti lontano da casa. Anche il costo dell'equipaggio riportato nei bilanci va letto alla luce di questa geografia: non descrive una paga uniforme e non dice come il valore sia distribuito fra ufficiali, sottufficiali, personale comune, agenzie e gestione tecnica.

L'oleodotto ha una dinamica occupazionale diversa. Il cantiere concentra per un periodo saldatori, escavatoristi, autisti, ispettori, tecnici ambientali, addetti alla sicurezza e squadre che realizzano attraversamenti e stazioni; dopo l'avvio resta un organico molto più piccolo per sala controllo, pattugliamento, manutenzione, ispezioni interne, protezione catodica e risposta ai guasti. Per i territori significa che l'aumento iniziale di alloggi, traffico e commesse può

essere intenso ma temporaneo. Il numero di posti promesso dovrebbe quindi distinguere costruzione ed esercizio, durata, provenienza della manodopera, quota affidata ad appaltatori e competenze che resteranno disponibili quando il cantiere si sposta.

Una condotta interrata può diventare quasi invisibile, ma continua a imporre una relazione fra operatore e popolazione. Proprietari e agricoltori convivono con la servitù e con limiti a scavi o costruzioni; comuni e scuole devono conoscere il corridoio; vigili del fuoco, protezione civile e servizi sanitari possono essere i primi ad arrivare quando il personale dell'operatore è lontano. Negli Stati Uniti le regole di public awareness richiedono agli operatori di informare il pubblico interessato su come riconoscere, segnalare e affrontare un'emergenza e di fornire a funzionari ed emergenza locali informazioni sulla posizione delle linee. È un esempio nazionale, non una garanzia globale, ma chiarisce il principio: il costo della preparazione non può essere scaricato implicitamente su strutture locali prive di mappe, addestramento ed equipaggiamento.

Tracciato e terminali distribuiscono inoltre benefici e rischi in modo diseguale. Una comunità può ricevere salari, appalti, imposte o compensazioni; un'altra può avere soltanto il passaggio della linea, il traffico o l'esposizione a uno sversamento. Pescatori, agricoltori e attività turistiche possono perdere reddito anche quando non possiedono l'infrastruttura né il carico. Dove sono coinvolte terre, acque e pratiche tradizionali di popoli indigeni, la consultazione deve iniziare prima delle decisioni irreversibili e rispettare il principio del consenso libero, previo e informato richiamato dalle Nazioni Unite. Consultare non significa soltanto presentare un progetto già deciso: significa rendere comprensibili alternative e conseguenze, riconoscere le istituzioni rappresentative delle comunità e mantenere monitoraggio, reclami e accordi verificabili durante esercizio e chiusura.

Quando avviene un incidente, la prima risposta è ancora umana. Equipaggio e terminalisti chiudono valvole e mettono in sicurezza le persone; operatori pubblici e privati delimitano l'area; squadre di bonifica, pescatori, volontari, sanitari e laboratori lavorano mentre assicuratori e autorità stabiliscono responsabilità e rimborsi. Protezioni, formazione e sorveglianza sanitaria sono

essenziali perché petrolio, vapori, detergenti, calore e turni prolungati possono aggiungere rischi alla stessa emergenza. La compensazione descritta nel capitolo arriva dopo: chi perde giornate di pesca, accesso a un terreno o clienti può sostenere il costo prima che una domanda sia riconosciuta. Misurare la dimensione umana della logistica significa quindi seguire anche chi interviene, chi aspetta e chi resta esposto quando il flusso si interrompe.

La consegna è anche una successione di passaggi di proprietà. Il produttore può vendere al terminale, il trader può acquistare un lotto in transito, il noleggiatore può controllare la nave senza possedere il greggio e la raffineria può fissare il prezzo prima che il carico sia arrivato. I documenti accompagnano il fluido: origine, qualità, quantità, assicurazione, autorizzazioni e destinazione devono restare coerenti. Una sanzione o un dubbio sulla provenienza può bloccare una transazione anche quando il tubo e la nave sono disponibili. Nel mercato fisico, la tracciabilità non è un allegato burocratico: determina se il carico può essere accettato e finanziato.

Il terminale è anche un luogo di lavoro. Operatori, piloti, ormeggiatori, addetti alla manutenzione e personale di laboratorio intervengono in un ambiente dove idrocarburi, pressione, elettricità, traffico pesante e operazioni simultanee possono interagire. Le procedure di permesso al lavoro, isolamento delle linee, comunicazione fra nave e terra e gestione delle emergenze riducono il rischio, ma richiedono tempo e addestramento. La velocità di un carico non è quindi il solo criterio di efficienza: un'operazione più lenta può essere quella che mantiene separati due lotti, verifica una perdita o evita un errore di connessione.

Le comunità vicine percepiscono la filiera soprattutto nei punti concentrati. Una linea interrata attraversa un corridoio lungo, mentre terminali e depositi concentrano traffico, rumore, illuminazione, rischio industriale e vincoli d'uso del territorio. Un porto petrolifero può generare lavoro e servizi specializzati, ma anche richiedere zone di sicurezza, accessi dedicati e piani per incidenti. Il dato PHMSA sulle miglia di condotte e quello ITOPF sugli sversamenti non misurano questi effetti locali: indicano scala infrastrutturale e incidenti registrati, non la distribuzione dei costi fra territori.

Ridondanza, scorte e continuità

La ridondanza ha forme diverse. Due oleodotti paralleli possono condividere lo stesso terminale e quindi non essere davvero indipendenti; due porti possono dipendere dallo stesso stretto; una nave può cambiare bandiera ma restare senza assicurazione adeguata. Per valutare un'alternativa bisogna chiedere quali componenti condividono il rischio: fondale, energia, software, rimorchiatori, autorità, mercato o condizioni meteorologiche. La resilienza misura la possibilità concreta di continuare a consegnare greggio quando una di esse non è disponibile.

Anche senza sversamento, la sicurezza può cambiare la geografia del commercio. Una minaccia nel Mar Rosso, un attacco a una nave o il timore di perdere l'assicurazione possono spostare la rotta. Le scorte assorbono il ritardo soltanto per un periodo e solo se sono disponibili e collegate al destinatario.

Le scorte guadagnano tempo, ma non creano capacità di trasporto. Se un canale è chiuso, il petrolio già in un deposito può alimentare una raffineria per un periodo; poi serve una nuova nave, una nuova condotta o una nuova origine. La Strategic Petroleum Reserve statunitense, progettata per rispondere alle interruzioni e collegata ai sistemi di distribuzione, ha una capacità autorizzata di 714 milioni di barili in 60 cavità saline. Ogni cavità può contenere da 6 a 37 milioni di barili; una cavità tipica ne contiene circa 10 milioni, equivalenti a cinque carichi da due milioni di barili. Questa capacità non indica però quanti giorni di un singolo mercato possano essere coperti. Contano i collegamenti alla rete e la qualità del greggio: una riserva non sostituisce automaticamente il grado richiesto da una raffineria, né un terminale, una condotta o una nave.

Il commercio fisico deve inoltre gestire il rischio di tempi non uniformi. Il tempo di viaggio comprende molto più della distanza divisa per la velocità: la nave attende un ormeggio, rallenta per meteo o traffico, devia per sicurezza, trasferisce parte del carico o cambia destinazione. Una linea continua può subire fermate improvvise; un deposito può riempirsi proprio quando il campo produce di più. Per questo contratti e prezzi incorporano finestre temporali,

tolleranze, clausole di forza maggiore, demurrage e responsabilità. Il mercato traduce in denaro l'incertezza del calendario.

La qualità fisica e la posizione geografica si condizionano a vicenda. Un greggio leggero e dolce può trovare più destinatari, ma il suo valore dipende dalla concorrenza di altri gradi e dalla distanza. Un greggio pesante o sour può essere vicino a una raffineria compatibile, mentre un compratore lontano dovrebbe pagare trasporto, riscaldamento e trattamento logistico aggiuntivi. Il differenziale di prezzo non misura soltanto una proprietà chimica: incorpora la facilità di spostare quel grado, la disponibilità di serbatoi separati e il numero di rotte e acquirenti realmente accessibili.

Ne deriva una differenza fra mercato internazionale e disponibilità universale. Il greggio può essere venduto a un compratore straniero, ma non ogni raffineria è un destinatario equivalente e non ogni porto può ricevere la stessa nave. Il commercio mondiale amplia le possibilità di incontro fra origini e destinazioni; non cancella la fisica. Condotte, terminali, fondali, pompe, laboratori, navi e assicurazioni selezionano continuamente ciò che può viaggiare e il prezzo a cui può farlo.

La consegna alla raffineria o al deposito non chiude ogni rischio: trasferisce il controllo a un altro impianto. Il destinatario verifica quantità, qualità, documenti e compatibilità con i propri serbatoi e con il programma di ricezione. Un carico può arrivare fisicamente al porto e restare ancora in attesa di misura, campionamento o autorizzazione allo scarico. Questa soglia finale mostra che la logistica comprende sia il movimento sia l'accettazione. Un greggio consegnato è un greggio che può essere identificato, misurato, assicurato e preso in carico dal sistema successivo. Solo a quel punto il percorso logistico previsto dal contratto diventa una consegna effettiva e verificabile. La raffineria o il deposito non ricevono quindi soltanto una quantità: ricevono un lotto con identità, provenienza, condizioni di sicurezza e responsabilità definite. La qualità del passaggio finale stabilisce se la rete ha davvero trasformato l'uscita dal campo in disponibilità industriale concreta e controllabile.

La filiera mette quindi in circolo tre oggetti diversi. Il primo è il greggio, con qualità e quantità fisiche. Il secondo è il tempo: giorni di stoccaggio, attesa,

viaggio e consegna. Il terzo è il rischio, che passa da tecnologia e territorio a contratti, noli, assicurazioni e responsabilità. Quando una condotta si interrompe, quando un canale diventa insicuro o quando una nave non può attraccare, non cambia soltanto una rotta sulla carta: cambiano il capitale immobilizzato, il prezzo del carico, il lavoro nei terminali, l'esposizione delle comunità e la possibilità di consegnare il barile.

Dopo l'estrazione e prima della raffinazione, il petrolio è dunque una rete di transizioni. Il campo consegna un flusso non ancora uniforme; la raccolta lo rende trasferibile; i serbatoi trasformano continuità in attesa; il tubo offre efficienza e concentrazione; la nave offre mobilità e dipendenza dal mare; i chokepoint selezionano le alternative; il benchmark traduce una qualità in un riferimento di prezzo; l'assicurazione distribuisce una parte del rischio; le norme stabiliscono chi deve prevenire, rispondere e pagare. Ogni barile arriva alla raffineria perché tutti questi passaggi, con i loro compromessi, hanno funzionato insieme.

Fonti e riferimenti

U.S. Energy Information Administration, World Oil Transit Chokepoints
https://www.eia.gov/international/content/analysis/special_topics/World_Oil_Transit_Chokepoints/

U.S. Department of Energy, Strategic Petroleum Reserve
https://www.energy.gov/hgeo/opr/strategic-petroleum-reserve

Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, Annual Report Mileage for Hazardous Liquid or Carbon Dioxide Systems
https://www.phmsa.dot.gov/data-and-statistics/pipeline/annual-report-mileage-hazardous-liquid-or-carbon-dioxide-systems

International Maritime Organization, MARPOL Annex I: Prevention of Pollution by Oil
https://www.imo.org/en/ourwork/environment/pages/oilpollution-default.aspx

International Maritime Organization, Construction Requirements for Oil Tankers

https://www.imo.org/en/ourwork/environment/pages/constructionrequirements.aspx

International Maritime Organization, International Convention on Civil Liability for Oil Pollution Damage (CLC)
https://www.imo.org/en/about/conventions/pages/international-convention-on-civil-liability-for-oil-pollution-damage-(clc).aspx

International Oil Pollution Compensation Funds, quadro di compensazione per i danni da inquinamento da idrocarburi
https://iopcfunds.org/

ITOPF, Oil Tanker Spill Statistics for 2024
https://www.itopf.org/news/news/itopf-oil-tanker-spill-statistics-for-2024/

ICE, Brent Crude Futures
https://www.ice.com/products/219/Brent-Crude-Futures

CME Group, Light Sweet Crude Oil futures contract specifications
https://www.cmegroup.com/markets/energy/crude-oil/light-sweet-crude.contractSpecs.html

U.S. Energy Information Administration, Energy units and calculators explained
https://www.eia.gov/energyexplained/units-and-calculators/

Alyeska Pipeline Service Company, TAPS Emergency Reporting and Public Awareness
https://alyeska-pipe.com/emergency-reporting-public-awareness-program/

Alyeska Pipeline Service Company, Historic Throughput
https://alyeska-pipe.com/historic-throughput/

U.S. Energy Information Administration, Rail deliveries of oil and petroleum products
https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=7270

U.S. Department of Energy, St. James Terminal and BC 36-inch Pipeline
https://www.energy.gov/nepa/articles/cx-018892-solicitation-st-james-terminal-and-bc-36-inch-pipeline

Alyeska Pipeline Service Company, Valdez Marine Terminal
https://alyeska-pipe.com/valdez-marine-terminal/

Louisiana Offshore Oil Port, Tanker Offloading
https://www.loopllc.com/customers/services/tanker-offloading

U.S. Energy Information Administration, Oil tanker sizes
https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=17991

U.S. Energy Information Administration, Red Sea attacks increase shipping times and freight rates
https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=61363

CME Group, NYMEX physically delivered light sweet crude oil specifications
https://www.cmegroup.com/trading/energy/nymexs-physically-delivered-light-sweet-crude-oil-futures-faq.html

ITOPF, Oil Tanker Spill Statistics 2025
https://www.itopf.org/knowledge-resources/data-statistics/oil-tanker-spill-statistics-2025/

U.S. Department of Energy, Strategic Petroleum Reserve storage sites
https://www.energy.gov/hgeo/opr/spr-storage-sites

DHT Holdings, ordine di quattro VLCC e prezzo medio
https://www.dhtankers.com/dht-orders-four-large-vlccs/

Frontline, vendita di cinque VLCC costruite nel 2009-2010
https://www.frontlineplc.cy/fro-sale-of-its-five-oldest-vlccs/

DHT Holdings, risultati e presentazione del quarto trimestre 2024
https://www.dhtankers.com/wp-content/uploads/2025/02/Q4-2024-DHT-Holdings-Inc-Earnings-Conference-Call.pdf

DHT Holdings, Annual Report 2024 Form 20-F
https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1331284/000114036125009685/ef20038952_20f.htm

Canada Energy Regulator, Trans Mountain Expansion: project background
https://www.cer-rec.gc.ca/en/applications-hearings/view-applications-projects/trans-mountain-expansion/project-background.html

Canada Energy Regulator, cronologia e costi del Trans Mountain Expansion Project
https://www.cer-rec.gc.ca/en/about/who-we-are-what-we-do/governance/committee-natural-resources-RNNR-briefing-binder/key-messages.html

Trans Mountain, avvio commerciale del sistema ampliato
https://www.transmountain.com/news/trans-mountain-announces-milestones-of-commercial-service-for-expanded-system

Canada Energy Regulator, tariffe provvisorie del sistema Trans Mountain ampliato
https://www.cer-rec.gc.ca/en/about/news-room/news-releases/2023/cer-sets-interim-tolls-for-expanded-trans-mountain-pipeline-system.html

Federal Energy Regulatory Commission, Oil Pipeline Index
https://www.ferc.gov/general-information-1/oil-pipeline-index

International Maritime Organization, NextWave Seafarers Project e consistenza della forza lavoro marittima
https://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/pages/NextWave-Seafarers-Project-launch.aspx

International Labour Organization, Maritime Labour Convention 2006
https://normlex.ilo.org/dyn/nrmlx_en/f?p=NORMLEXPUB:91:0::::P91_SECTION:MLCA_AMEND_A2

International Maritime Organization, Principles of Minimum Safe Manning
https://www.imo.org/en/OurWork/HumanElement/Pages/PriciplesOnSafeManning.aspx

Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, Public Awareness Programs
https://primis.phmsa.dot.gov/stakeholder-comms/publicawareness/publicawarenessbrief/

UN Human Rights Office, Consultation and free, prior and informed consent
https://www.ohchr.org/en/indigenous-peoples/consultation-and-free-prior-and-informed-consent-fpic

Canada Energy Regulator, Watercourse crossings
https://www.cer-rec.gc.ca/en/safety-environment/environment/watercourse-crossings/

U.S. Environmental Protection Agency, Port and Goods Movement Emission Inventories
https://www.epa.gov/ports-initiative/port-and-goods-movement-emission-inventories

International Maritime Organization, Ballast water management
https://www.imo.org/en/mediacentre/hottopics/pages/bwm-default.aspx

International Maritime Organization, Biofouling
https://www.imo.org/en/ourwork/environment/pages/biofouling.aspx

National Oceanic and Atmospheric Administration, How Oil Harms Animals and Plants in Marine Environments
https://response.restoration.noaa.gov/oil-and-chemical-spills/oil-spills/how-oil-harms-animals-and-plants-marine-environments.html

Canada Energy Regulator, Filing Manual — Guide B — Abandonment
https://www.cer-rec.gc.ca/en/applications-hearings/submit-applications-documents/filing-manuals/filing-manual/filing-manual-guide-b-abandonment.html

03.07 Dal greggio ai carburanti

Una raffineria non riceve un liquido uniforme e non restituisce un unico prodotto. All'ingresso arriva il greggio, una miscela naturale di idrocarburi accompagnata da proprietà che cambiano da un giacimento all'altro: densità, viscosità, contenuto di zolfo, presenza di metalli e proporzione delle diverse frazioni. All'uscita, invece, compaiono flussi separati e ricombinati, ciascuno destinato a una specifica tecnica, a un mercato e a una rete di distribuzione. La trasformazione prende quindi una materia prima variabile e la converte in prodotti che devono rispettare requisiti misurabili.

Il primo gesto della raffineria è quindi ordinare ciò che la geologia ha mescolato. Il secondo è modificare la distribuzione delle molecole, perché la domanda non coincide con ciò che esce spontaneamente dalla separazione. Il terzo è togliere o ridurre le impurità che renderebbero i prodotti non conformi. L'ultimo è miscelare i componenti in modo controllato, verificare le caratteristiche e consegnare partite che possano entrare nei depositi, nelle navi, negli aeroporti, nei porti e nelle reti commerciali. La raffineria non crea energia dal nulla: converte e ripartisce valore, qualità e rischio.

Il punto di partenza resta il percorso descritto nel capitolo precedente. Il greggio può arrivare via oleodotto, nave o altre infrastrutture di raccolta e commercio; una volta in raffineria, però, la domanda non è più soltanto come trasferirlo, ma come valorizzarne ogni componente. Due greggi con lo stesso volume possono richiedere impianti diversi e produrre un paniere diverso di prodotti. Anche il prezzo d'acquisto non racconta tutto: contano le lavorazioni necessarie, l'energia, la capacità di trattare le frazioni pesanti e il rispetto delle specifiche del mercato di destinazione. Conta anche l'idrogeno, che in questo contesto non è un carburante destinato alla vendita, ma un reagente di processo indispensabile per rimuovere impurità e convertire le molecole più pesanti.

Separare non basta

Il greggio viene riscaldato e introdotto nella distillazione atmosferica. Nella colonna, le componenti tendono a separarsi secondo intervalli di ebollizione: le frazioni più leggere salgono verso la parte alta, quelle più pesanti restano più in basso. Non è una separazione perfetta fra sostanze pure, ma un ordinamento in tagli. Da questa prima colonna possono uscire gas e frazioni leggere, componenti destinate alla benzina, cherosene e distillati medi, gasoli più pesanti e un residuo che non è evaporato nelle condizioni atmosferiche.

Dentro la colonna: un flusso continuo

La parola colonna può trarre in inganno. Non è un serbatoio che viene riempito, chiuso, riscaldato e infine svuotato, e non è un grande pentolone. È una torre cilindrica d'acciaio, normalmente alta alcune decine di metri: il manuale tecnico dell'OSHA descrive, come ordine di grandezza, una colonna atmosferica alta circa 120 piedi, ossia 37 metri. Durante il normale funzionamento il greggio entra senza interruzione e, nello stesso momento, prodotti diversi escono da punti diversi.

Prima di raggiungere la torre, il greggio dissalato viene preriscaldato recuperando calore da altri flussi e passa poi in un forno. Entra nella colonna poco sopra il fondo a circa 650-700 °F, equivalenti a 340-370 °C, e a una pressione poco superiore a quella atmosferica. Il greggio, mantenuto sotto pressione nelle tubazioni del forno per limitarne l'ebollizione prematura, subisce un rapido calo di pressione entrando nella colonna: l'espansione improvvisa, detta flash, fa vaporizzare all'istante quasi tutte le componenti tranne le più pesanti. Il forno fornisce quindi gran parte del calore; la colonna serve soprattutto a organizzare la separazione, con una zona molto calda in basso e temperature progressivamente inferiori salendo.

All'interno la torre non è vuota. In una configurazione comune contiene molti piatti orizzontali forati. I vapori caldi risalgono attraverso i fori e gorgogliano nel liquido raccolto su ciascun piatto; una parte condensa, mentre il liquido trabocca e scende verso il livello inferiore, dove può tornare in parte a evaporare. Alcune colonne usano strutture di riempimento al posto dei piatti,

ma il principio resta lo stesso: vapori in salita e liquidi in discesa si incontrano molte volte. Questa successione di evaporazioni e condensazioni rende la separazione più netta.

Le sostanze non si dispongono in strati immobili come acqua e olio in un bicchiere. A ogni altezza si crea invece una miscela dominata da componenti con un certo intervallo di ebollizione. I gas più leggeri raggiungono la sommità; più in basso vengono prelevate frazioni destinate a nafta e benzina, poi cherosene e distillati medi, quindi gasoli più pesanti. Il residuo che non vaporizza esce dal fondo. Una parte dei vapori di testa viene condensata e rimandata verso il basso come riflusso: questo flusso liquido aiuta a trattenere nella colonna i componenti meno volatili e migliora la separazione.

Alimentazione, prelievi laterali, uscita dal fondo e riflusso sono dunque flussi simultanei e continui. Nella torre rimane sempre una certa quantità di liquido e vapore, ma non si aspetta che si riempia per poi svuotarla. Pompe, valvole e sistemi automatici mantengono sotto controllo portate, livelli, pressione e temperature. La colonna può lavorare ininterrottamente per lunghi periodi; riempimento, riscaldamento graduale e svuotamento diventano operazioni distinte soprattutto durante l'avviamento, l'arresto e le fermate di manutenzione.

Un barile rende l'ordine di grandezza più concreto. Nel 2023, da ogni barile statunitense di 42 galloni (circa 159 litri) di greggio lavorato sono usciti in media 19,57 galloni di benzina finita, 12,47 di distillati, 4,41 di jet fuel e 2,06 di coke di petrolio, oltre a quantità minori di gas, asfalto, lubrificanti e altri prodotti. Il totale è stato circa 45 galloni, cioè il 6,3% in più del volume entrato. È il processing gain: le molecole vengono trasformate in prodotti mediamente meno densi e quindi più voluminosi. Non compare materia dal nulla e non è una resa valida per ogni greggio, ma la fotografia annuale di un grande sistema di raffinerie.

Questa immagine è utile perché corregge un equivoco frequente. La raffineria non riceve petrolio e sceglie un rubinetto dal quale far uscire benzina. Riceve una composizione vincolata dalla natura del greggio. Se la domanda richiede più componenti leggeri di quanti ne produca la distillazione, la parte pesante

deve essere trasformata oppure il prodotto deve essere acquistato altrove. Se una frazione contiene troppo zolfo o altre impurità, non può essere consegnata senza trattamento. La colonna stabilisce il primo ordine del problema, non la soluzione finale.

Il residuo della distillazione atmosferica può passare alla distillazione sottovuoto. Riducendo la pressione, le frazioni pesanti possono evaporare a temperature inferiori e venire separate senza raggiungere condizioni che ne favorirebbero la decomposizione. Anche qui il risultato è una serie di tagli con intervalli di proprietà, non prodotti automaticamente pronti al consumo. Alcuni diventeranno materia prima per le unità di conversione; altri potranno contribuire a oli combustibili, bitumi o prodotti speciali, secondo lo schema della raffineria e le caratteristiche del greggio.

La distillazione è dunque un processo di separazione, non di creazione. Ordina le molecole in base al comportamento termico, ma conserva in gran parte la distribuzione originaria delle famiglie di idrocarburi. Un greggio leggero e uno pesante non consegnano alla colonna lo stesso equilibrio di frazioni. La differenza diventa economica perché il mercato attribuisce valori diversi ai prodotti leggeri, ai distillati medi, ai residui e alle materie prime petrolchimiche. Diventa anche tecnica perché le apparecchiature a valle devono ricevere flussi con caratteristiche compatibili con il loro funzionamento.

Una raffineria può essere vista come una serie di decisioni fisiche concatenate. Ogni unità riceve un flusso, ne modifica composizione o purezza e lo invia a un’altra unità oppure a un serbatoio intermedio. Il numero di apparecchiature non è un ornamento: determina quali greggi possono essere trattati, quali prodotti possono essere ottenuti e quanto il sito può reagire a variazioni della domanda. In un impianto semplice, il residuo può restare una quota importante della produzione; in uno più complesso, può essere convertito in componenti più richiesti, purché siano disponibili capitale, energia, idrogeno e sistemi di controllo adeguati.

Spezzare, ricombinare, migliorare

La conversione cambia il problema lasciato dalla distillazione. I processi di cracking rompono molecole più grandi in molecole più piccole. La raffineria può così spostare parte della materia pesante verso componenti più vicine alle richieste del mercato. Il cracking catalitico e altre forme di conversione non sono equivalenti in ogni impianto, ma condividono una logica: intervenire sulla struttura degli idrocarburi per ottenere una distribuzione diversa da quella presente nel greggio.

La resa effettiva di benzina, diesel, nafta, gas, residui e altri prodotti dipende dal greggio alimentato, dalla configurazione e dal modo in cui l'impianto viene condotto. Il mercato e lo schema del sito orientano le famiglie di prodotti privilegiate: il barile misura il volume in ingresso, non descrive una composizione fissa.

Il reforming svolge una funzione diversa. Interviene su alcune correnti per migliorare le proprietà dei componenti destinati, fra l'altro, alla benzina e genera anche idrogeno utile ad altri trattamenti. L'alchilazione ricombina molecole più piccole in componenti con caratteristiche adatte alle miscele. Insieme, conversione e miglioramento permettono di non subire passivamente la composizione del greggio. La raffineria non può scegliere qualsiasi risultato, ma può costruire un paniere più vicino alle specifiche richieste.

Il trattamento porta la logica della conformità dentro ogni flusso. Lo zolfo, per esempio, deve essere ridotto quando il prodotto finale o il suo uso impongono limiti severi. Nell'idrotrattamento l'idrogeno permette di rimuovere zolfo, azoto e altre impurità; nell'hydrocracking contribuisce a trasformare le frazioni pesanti in prodotti più leggeri. La fonte principale è il reforming con vapore del gas naturale, o steam reforming, effettuato nella raffineria oppure da un fornitore industriale vicino. Una quota può formarsi come sottoprodotto nel reforming catalitico della nafta; quando la produzione disponibile non basta, la raffineria acquista idrogeno da fornitori esterni, spesso attraverso tubazioni dedicate. Il consumo cresce quando il greggio è più difficile da trattare o le specifiche dei prodotti diventano più severe. Questi processi richiedono anche catalizzatori, calore e separazione dei composti rimossi. Il risultato non è

soltanto un prodotto più “pulito” in senso generico: è un flusso con proprietà controllate entro una specifica. Un cambiamento regolatorio può quindi modificare la configurazione fisica dell’impianto, il suo consumo di risorse e il valore relativo dei diversi greggi.

La sequenza può essere riassunta senza trasformarla in un manuale: separare, spezzare o ricombinare, ripulire, miscelare. Il suo ordine non è sempre una linea retta. Le correnti possono circolare fra unità diverse, ritornare a un trattamento, essere stoccate temporaneamente oppure essere inviate a un altro polo industriale. La complessità nasce proprio dalle connessioni. Ogni collegamento aumenta le possibilità di valorizzazione, ma aggiunge apparecchiature, manutenzione, controllo, consumo energetico e punti nei quali un errore può propagarsi.

Il controllo di processo è parte della trasformazione. Temperature, pressioni, portate e composizione devono restare dentro intervalli compatibili con apparecchiature e sicurezza. Un prodotto che rispetta una proprietà può non rispettarne un’altra; un componente utile in una miscela può diventare problematico se la sua concentrazione supera il limite ammesso. La raffineria è quindi anche un sistema di misura: campionamento, analisi di laboratorio e strumenti in linea accompagnano i flussi fino alla decisione di consegna.

Greggi diversi, raffinerie diverse

Due scorciatoie aiutano a leggere la qualità del greggio. La densità, spesso espressa attraverso la scala API, distingue in modo sintetico greggi più leggeri e più pesanti: a differenza della densità comune, nella scala API a valori numerici più alti corrispondono greggi meno densi e quindi più leggeri. Il contenuto di zolfo permette di distinguere quelli più poveri di zolfo, detti sweet, da quelli più ricchi, detti sour. Sono descrizioni tecniche, non giudizi di valore. Un greggio pesante o più solforoso può richiedere lavorazioni aggiuntive, ma il suo valore dipende dal prezzo, dalla disponibilità, dalla configurazione dell’impianto e dal paniere di prodotti ottenibile.

Un impianto attrezzato per gestire molte correnti e convertire una quota maggiore delle frazioni pesanti può avere più flessibilità. Questa complessità,

però, non è un vantaggio gratuito. Richiede più capitale, più apparecchiature, maggiore fabbisogno energetico, gestione dell'idrogeno, catalizzatori e personale qualificato. Aumentano anche le interdipendenze: quando una sola unità critica è ferma, il problema può riguardare l'equilibrio dell'intero sito e non soltanto la produzione di quella unità.

Anche il calendario ha una dimensione economica. Secondo l'EIA, le fermate generali delle unità principali vengono normalmente pianificate ogni 3-5 anni, richiedono spesso 1-2 anni di preparazione e possono tenere un'unità fuori servizio da alcune settimane a diversi mesi. Per capire la scala, una distillazione da 200 mila barili al giorno ferma per 30 giorni rende indisponibile una capacità teorica di 6 milioni di barili. Non sono 6 milioni di barili di prodotto sicuramente perduti: scorte, altre unità e acquisti possono compensare. È però il volume che spiega perché manutenzione, inventari e continuità operativa incidano sui margini.

Il complesso di Jamnagar, in India, offre un esempio aziendale di scala e integrazione. Reliance dichiara una capacità di 1,4 milioni di barili al giorno e un indice Nelson di 21,1. Il dato non è una media mondiale né una classifica che permetta di ordinare automaticamente tutte le raffinerie. Serve a mostrare che esistono siti progettati con un livello molto elevato di unità di conversione e integrazione. In un impianto simile, la capacità di trattare greggi diversi e trasformare residui può essere parte essenziale del modello economico; al tempo stesso, la dimensione rende centrale la continuità operativa e la sicurezza di processo.

Portata sulla scala del tempo, la capacità dichiarata di Jamnagar equivale a 58,8 milioni di galloni, circa 223 milioni di litri, di greggio al giorno; a pieno regime teorico sarebbero 511 milioni di barili in un anno. Come confronto di scala, l'intera capacità di distillazione atmosferica operabile degli Stati Uniti era 18,4 milioni di barili al giorno al 1° gennaio 2025: Jamnagar da sola ne rappresenterebbe circa il 7,6%. È un confronto fra capacità nominali, non fra produzione effettiva o redditività.

L'indice di complessità non dice da solo quanta benzina o quanto diesel usciranno da un barile. Non sostituisce dati su greggio, funzionamento,

fermate, mercato e specifiche. È un indicatore della dotazione relativa di unità rispetto alla distillazione, non una misura universale della redditività o dell'impatto. La cautela è importante perché i grandi numeri tecnici acquistano significato soltanto quando si chiarisce che cosa misurano.

La qualità del greggio si incontra con la domanda geografica. Una raffineria vicina a un porto può essere alimentata da greggi d'importazione e inviare prodotti via nave o via rete interna. Un sito collocato vicino a grandi aree di consumo può avere valore logistico anche per la rapidità con cui rifornisce i depositi. Una raffineria integrata con la petrolchimica può valorizzare la nafta e altri intermedi in modo diverso da un impianto orientato soprattutto ai combustibili. La configurazione industriale è quindi inseparabile dalla posizione e dai mercati serviti.

Una famiglia di prodotti

La benzina è soltanto uno dei prodotti della raffineria. Le benzine commerciali sono miscele di componenti con specifiche controllate e non coincidono necessariamente con una singola corrente uscita da una colonna. Il risultato finale nasce dal blending di componenti diversi, dalla verifica delle proprietà e, quando previsto, dall'aggiunta di additivi. La stessa denominazione può quindi indicare prodotti destinati a mercati con requisiti differenti.

Il jet fuel, o carburante per aviazione, appartiene alle frazioni intermedie ma deve rispettare requisiti stringenti. La qualità, la prevenzione della contaminazione, la tracciabilità e la separazione delle partite assumono un peso particolare perché la distribuzione avviene attraverso infrastrutture aeroportuali specializzate. Una specifica più esigente restringe il margine di errore e rende centrali controllo, certificazione e segregazione.

Diesel e gasolio formano una grande famiglia di distillati medi, richiesta in numerosi usi finali. Anche in questo caso il prodotto commerciale non si descrive soltanto con il nome. Contano le proprietà previste dalla norma e dal mercato di destinazione, la presenza di componenti diversi e la possibilità di miscelare correnti provenienti da unità differenti. Prima dell'impiego finale, la raffineria deve costruire e certificare una partita conforme.

Il GPL raccoglie frazioni leggere che possono essere destinate a usi energetici e industriali. La nafta è un ponte fra raffinazione e petrolchimica: può entrare in schemi di trasformazione della raffineria, ma è anche una materia prima importante per altre produzioni chimiche. Questo ruolo ricorda che il petrolio non alimenta soltanto combustioni. Una parte del valore della filiera passa attraverso materiali, intermedi e prodotti chimici che non vengono percepiti come carburanti.

Gli oli combustibili e i residui rendono visibile la tensione fra il greggio disponibile e la domanda di prodotti leggeri. Una raffineria più complessa può convertire una quota maggiore dei residui, mentre un impianto diverso può produrre o vendere più frazioni pesanti. Bitumi, lubrificanti e basi lubrificanti aggiungono altri sbocchi. Non sono semplici scarti della benzina: hanno proprietà, clienti e specifiche proprie. La raffineria è più simile a una fabbrica multiprodotto che a una catena con un prodotto principale e rifiuti inevitabili.

Nel 2024 le raffinerie dell'Unione europea hanno prodotto 543,7 Mtep, cioè milioni di tonnellate equivalenti di petrolio, di prodotti petroliferi. La stessa statistica Eurostat indica 215,7 Mtep di gasolio e diesel, 104,3 Mtep di benzine per motori, 53,1 Mtep di oli combustibili e 41,6 Mtep di nafta. Questi valori descrivono la produzione delle diverse famiglie di prodotti nell'UE e non coincidono automaticamente con i consumi finali. La loro utilità sta nel mostrare la composizione di un sistema industriale grande e differenziato.

Tradotti in quote, i quattro flussi citati valgono insieme 414,7 Mtep, cioè circa il 76,3% della produzione europea: gasolio e diesel pesano il 39,7%, le benzine il 19,2%, gli oli combustibili il 9,8% e la nafta il 7,7%. Il rapporto fra le prime due famiglie è poco più di due a uno. Queste percentuali rendono visibile quanto il sistema europeo sia orientato ai distillati medi, ma restano quote energetiche espresse in Mtep, non percentuali volumetriche di un singolo barile.

Dalla fabbrica al mercato

Il blending è il momento nel quale molti flussi diventano una partita commerciale. La raffineria combina componenti in proporzioni controllate per raggiungere proprietà fisiche e chimiche richieste. Un serbatoio può ricevere

correnti da unità diverse e additivi specifici; il laboratorio verifica il risultato prima che il prodotto venga trasferito. La miscelazione non serve soltanto a "diluire" un componente: è uno strumento per usare in modo coordinato qualità e disponibilità diverse.

Una volta ottenuto il prodotto conforme, entra in gioco una geografia distinta da quella del greggio. I depositi di prodotto funzionano da cuscinetto fra produzione continua e domanda discontinua. Da lì le partite possono essere trasferite a terminali, impianti di distribuzione, aeroporti, porti, clienti industriali o altre raffinerie. Il percorso può includere oleodotti per prodotti, navi, chiatte, ferrovie, autobotti e reti locali. Non bisogna confondere il movimento del greggio verso la raffineria con quello dei prodotti che ne escono: cambiano viscosità, specifiche, destinazioni e vincoli di segregazione.

La distribuzione territoriale richiede continuità e controllo. Una rete commerciale non trasporta semplicemente un volume indistinto: deve sapere quale prodotto si trova in quale serbatoio, con quale certificazione, per quale cliente e in quale momento. In un terminale, partite diverse possono condividere infrastrutture ma non sempre possono essere mescolate senza conseguenze. Le procedure di ricezione, campionamento, messa a terra, prevenzione degli errori di linea e gestione delle emergenze sono parte dell'affidabilità del sistema.

L'aviazione rende evidente il rapporto fra prodotto e infrastruttura. Il jet fuel viene consegnato a depositi aeroportuali e sistemi di rifornimento progettati per movimentare una qualità controllata. Il bunkeraggio marittimo, invece, riguarda i combustibili destinati alle navi e risente direttamente dei limiti sullo zolfo e delle alternative tecniche ammesse. I clienti industriali possono ricevere prodotti con specifiche e contratti diversi da quelli della rete di vendita. La stessa raffineria può quindi servire mercati paralleli, ognuno con regole, tempi e rischi propri.

Il prodotto pronto non è ancora un servizio utile al consumatore: è un passaggio della filiera. La differenza fra prodotto disponibile e servizio erogato aiuta anche a leggere il prezzo. Il valore alla raffineria, quello al terminale e quello pagato dal cliente finale comprendono costi, imposte, margini, rischi e

tempi diversi. Non è corretto usare il prezzo alla pompa per dedurre direttamente il costo tecnico della distillazione, così come non è corretto usare il valore di una singola partita per descrivere l'intera redditività di un sito. Ogni cifra economica ha bisogno del suo punto della catena.

Un indicatore usato per isolare il passaggio industriale è il crack spread. Il 3-2-1 confronta, in forma semplificata, il valore di due barili di benzina e uno di gasolio con il costo di tre barili di greggio. Se lo spread teorico fosse 20 dollari per barile, una raffineria che lavorasse 100 mila barili al giorno avrebbe un margine lordo teorico di 2 milioni di dollari al giorno. Non è l'utile: da quella cifra devono ancora essere assorbiti energia, idrogeno, personale, catalizzatori, manutenzione, logistica, ammortamenti, imposte e fermate. Il calcolo serve proprio a separare il margine di trasformazione dal profitto finale.

La conformità continua dopo il laboratorio. Serbatoi, tubazioni e mezzi di trasporto devono evitare che un prodotto venga contaminato o scambiato con un altro. Una partita fuori specifica può richiedere rilavorazione, miscelazione correttiva o declassamento a un uso diverso. Il controllo qualità non è quindi un atto finale, ma una proprietà da mantenere lungo la distribuzione: raffineria e terminale sono collegati da procedure tanto quanto da tubi e pompe. Il valore della partita dipende dalla conformità, dalla disponibilità nel luogo giusto, dalla continuità della consegna e dalla possibilità di rifornire il cliente senza contaminazioni o interruzioni. Quando queste condizioni sono soddisfatte, il carburante è pronto per la distribuzione e comincia la fase del suo impiego finale.

Europa, Italia e scambi internazionali

L'Europa conserva un grande sistema industriale di trasformazione, distribuito fra poli con ruoli diversi. Nel 2024 la produzione di prodotti petroliferi è stata di 68,8 Mtep in Italia, 99,0 in Germania, 64,3 in Spagna e 57,1 nei Paesi Bassi. Sono dati Eurostat di produzione osservata e non vanno confusi con la capacità nominale espressa in barili al giorno: produzione effettiva e potenziale teorico rispondono a domande diverse.

Le differenze fra Paesi riflettono porti, reti, mercati interni, integrazione con la petrolchimica, disponibilità di greggi e configurazioni storiche. Un polo costiero può ricevere materia prima e caricare prodotti per il commercio internazionale. Un impianto interno può avere una relazione più stretta con depositi e reti terrestri. La produzione nazionale non indica da sola quanto un Paese consumi, esporti o importi ogni singola famiglia di prodotto. Anche qui il perimetro del dato è decisivo.

Gli Stati Uniti mostrano con particolare chiarezza che il commercio non termina con l'arrivo del greggio. Nel 2024 hanno esportato in media 6,6 milioni di barili al giorno di prodotti petroliferi. All'interno di questo flusso, l'EIA indica 1,30 milioni di barili al giorno di distillati e 877 mila di benzine. Il Messico è stato il primo mercato per entrambe le categorie, ma con quantità diverse: 272 mila barili al giorno di distillati e 495 mila di benzine.

Su base annua, 6,6 milioni di barili al giorno corrispondono a circa 2,41 miliardi di barili esportati. I distillati rappresentano quasi il 19,7% del totale e le benzine il 13,3%. Il Messico assorbe circa il 20,9% dei distillati statunitensi esportati e il 56,4% delle benzine: una sola destinazione pesa quindi oltre la metà nella seconda categoria, ma soltanto circa un quinto nella prima. Le quote mostrano perché "prodotti petroliferi" non sia un mercato unico.

Questi numeri descrivono un sistema nazionale specifico, non la struttura universale del commercio globale. La distinzione fra volume complessivo e famiglie di prodotto impedisce un altro errore: sommare flussi diversi come se fossero intercambiabili. Un barile di benzina e un barile di distillati hanno mercati, proprietà e stagionalità differenti. Anche la destinazione non è un dettaglio geografico. Una partita può essere competitiva in un porto vicino e non in uno lontano, perché trasporto, stoccaggio e requisiti locali modificano il valore alla consegna. Le statistiche di commercio sono quindi una fotografia di movimenti medi, non una descrizione di ogni contratto o di ogni viaggio.

Il prodotto può attraversare più confini senza che questo significhi necessariamente una nuova trasformazione completa a ogni passaggio. Può essere miscelato, stoccato, riesportato o consegnato a un terminale specializzato. Per leggere la filiera occorre distinguere la proprietà fisica del

prodotto dal luogo in cui viene contabilizzato e dal momento in cui cambia proprietario. Questa cautela è particolarmente importante per i grandi sistemi portuali, nei quali raffinerie, depositi e reti commerciali formano un unico paesaggio industriale ma restano soggetti economici e statistici diversi.

La distribuzione non è soltanto una questione di distanza. Le scorte devono superare fermate programmate, ritardi delle navi, problemi di rete o variazioni improvvise della domanda. Lo stoccaggio offre tempo, ma immobilizza capitale e richiede controlli contro perdite, contaminazione e deterioramento. Un deposito pieno non garantisce un rifornimento utile se contiene il prodotto sbagliato o non è collegato al cliente. La resilienza nasce dalla combinazione di capacità, diversificazione e procedure. La stessa area può così importare alcuni greggi, trasformarli ed esportare prodotti differenti verso destinazioni diverse. Il commercio a valle segue la domanda e le specifiche di ciascun prodotto: osservare soltanto il percorso della materia prima in ingresso non basta a ricostruire le rotte economiche della filiera.

L'Asia aggiunge una pressione competitiva particolare perché ospita nuove capacità e grandi mercati. Anche qui bisogna evitare una formula troppo semplice. Una nuova raffineria non aumenta soltanto il volume disponibile: può cambiare le rotte, la qualità dei prodotti, il peso dei residui e la convenienza relativa di impianti più vecchi. Le raffinerie competono per greggi, sbocchi, logistica e capitale di manutenzione. Un impianto che produce meno non è automaticamente inutile, ma deve trovare una collocazione economica e regolatoria.

Regole, ambiente e sicurezza

Il limite globale IMO sullo zolfo mostra come una regola possa entrare direttamente nel corpo della raffineria. Dal 1° gennaio 2020 il limite per il tenore di zolfo nel fuel oil usato dalle navi è dello 0,50% in massa, contro il precedente 3,50%. Nelle aree di controllo delle emissioni il limite è dello 0,10%. La soglia non è una semplice informazione per l'armatore: modifica il valore delle correnti, la necessità di desolforazione, il blending e la domanda di combustibili marini conformi.

La variazione relativa aiuta a leggere la severità della norma. Passare dal 3,50% allo 0,50% significa ridurre dell'85,7% il tenore massimo ammesso; nelle aree di controllo, lo 0,10% è il 97,1% sotto il vecchio limite globale e l'80% sotto il nuovo limite mondiale. Per ogni tonnellata di combustibile, i massimi teorici scendono così da 35 chilogrammi di zolfo a 5 chilogrammi, oppure a 1 chilogrammo nelle aree di controllo. Sono soglie di composizione del combustibile, non misure dirette delle emissioni di una singola nave.

La regola non determina da sola una tecnologia unica. Un operatore può procurarsi un combustibile conforme, usare sistemi ammessi di abbattimento a bordo o modificare la gestione delle proprie forniture. Per la raffineria, però, il cambiamento si traduce in una domanda diversa e in un diverso valore delle frazioni. Un residuo ad alto tenore di zolfo non ha lo stesso mercato di un prodotto che rispetta il limite. Le norme ambientali diventano così variabili industriali: orientano investimenti, trattamenti e contratti.

L'ambiente della raffineria comprende più problemi contemporaneamente. Le emissioni di combustione, il venting, il flare e le perdite fuggitive non sono la stessa cosa e non hanno la stessa dinamica. Il programma statunitense EPA di rendicontazione delle emissioni include venting, flare e perdite fuggitive fra le categorie associate ai processi di raffineria. Un impianto può avere grandi sorgenti concentrate e, nello stesso tempo, punti locali sensibili come valvole, tenute, serbatoi e linee. Il clima globale e la qualità dell'aria vicino al confine dell'impianto richiedono quindi misure diverse.

Il programma statunitense GHGRP dà anche una scala alle emissioni dirette. Nel 2023 hanno dichiarato dati 133 raffinerie, per un totale di 162 milioni di tonnellate di CO_2 equivalente: in media 1,22 milioni di tonnellate per impianto. Quasi tre quarti provenivano dalla combustione fissa di combustibili. Il totale del settore risultava inferiore del 9% rispetto al 2011, mentre il 63% era concentrato in Texas, Louisiana e California. Sono dati delle strutture statunitensi soggette al programma e non includono le emissioni generate usando i carburanti venduti.

Per il benzene, l'EPA statunitense fissa per le raffinerie un livello d'azione al confine dell'impianto di 9 microgrammi per metro cubo come media annuale.

Questo valore è un esempio regolatorio statunitense, non una concentrazione tipica di tutte le raffinerie e non uno standard universale. Il monitoraggio al confine serve a collegare la gestione dell'impianto al luogo nel quale le emissioni possono interessare le comunità vicine. La scelta della misura conta quanto il numero: una media annuale non descrive ogni picco né ogni esposizione individuale.

La sicurezza di processo nasce dalla concentrazione di energia, pressione, sostanze infiammabili e sostanze tossiche. Le unità lavorano con correnti calde e pressurizzate; un errore di isolamento, una perdita o una sequenza di manutenzione non controllata può trasformare un guasto locale in un evento più ampio. OSHA richiama fra i pericoli delle raffinerie incendi, esplosioni e rilasci di gas e liquidi pericolosi. La gestione strutturata della sicurezza di processo non è un adempimento separato dalla produzione: serve a mantenere dentro limiti prevedibili un sistema che opera vicino a condizioni potenzialmente pericolose.

Il caso della raffineria Pemex Deer Park, in Texas, rende concreto il problema senza autorizzare generalizzazioni. Nell'ottobre 2024, durante un rilascio di idrogeno solforato, furono disperse circa 27.000 libbre di H_2S; morirono due lavoratori e altre 13 persone rimasero ferite. L'idrogeno solforato è tossico e il caso mostra perché isolamento, rilevazione, comunicazione, dispositivi di protezione e procedure di emergenza debbano funzionare come un sistema. Non è un dato sulla frequenza degli incidenti nelle raffinerie, ma un episodio specifico che rende visibile la gravità possibile di un rilascio.

La sicurezza comprende anche manutenzione, avviamento, arresto e modifiche. Un impianto stabile durante la marcia può trovarsi in condizioni diverse quando una linea viene aperta o una unità viene riavviata. La documentazione delle sostanze presenti, l'analisi dei cambiamenti, la formazione e la gestione delle interferenze con appaltatori sono componenti operative. La raffineria non è sicura perché possiede molte valvole; lo è quando barriere tecniche, organizzazione e comportamenti restano coerenti nel tempo.

Il futuro: meno crescita, più selezione

La prospettiva della domanda rende la fase attuale diversa da una semplice corsa all'espansione. L'IEA, nell'analisi Oil 2025, prevede che la domanda mondiale di prodotti raffinati raggiunga il picco nel 2027 a 86,3 milioni di barili al giorno, soltanto 710 mila sopra il livello del 2024. Nello stesso scenario, fra il 2025 e il 2030 dovrebbero entrare 4,2 milioni di barili al giorno di nuova capacità, mentre 1,6 milioni di barili al giorno di capacità sarebbero chiusi.

Il capitale necessario può essere enorme. Dangote descrive la propria raffineria nigeriana come un investimento da 20 miliardi di dollari con una capacità di 650 mila barili al giorno. Dividendo l'investimento dichiarato per la capacità si ottengono circa 30.800 dollari per ogni barile/giorno installato; alla capacità nominale, 20 miliardi equivalgono inoltre a circa 84 dollari per ogni barile teoricamente lavorabile nei primi 365 giorni. Il secondo numero non è un tempo di rimborso né un costo unitario reale: serve a mostrare perché un impianto nuovo deve produrre margini per molti anni. È un megaprogetto integrato specifico, non il costo standard di una raffineria.

Sono prospettive, non risultati già realizzati. Il loro significato non sta nel sottrarre automaticamente le chiusure alle nuove entrate per ottenere un numero netto universale. Sta nella tensione fra una domanda che tende al plateau e una capacità che continua a cambiare. Se l'offerta produttiva cresce più rapidamente in alcuni poli e la domanda non aumenta allo stesso ritmo, la concorrenza può diventare più dura. Le raffinerie meno adatte ai greggi disponibili, ai prodotti richiesti o alle norme possono trovarsi sotto pressione anche senza un crollo immediato del mercato.

Una chiusura di capacità non dice, da sola, che cosa accadrà all'intero sito. Alcune funzioni logistiche o industriali possono proseguire, mentre altre unità vengono fermate; in altri casi il polo può essere riconfigurato per lavorare materie prime e ottenere prodotti differenti. Ogni ipotesi deve però essere valutata sul singolo impianto: cambiano apparecchiature, contaminanti, logistica, certificazioni, mercato e competenze. La parola riconversione non equivale quindi a un esito automatico.

La complessità futura potrebbe quindi crescere mentre il volume di alcuni prodotti rallenta. Un impianto dovrà gestire specifiche più severe, greggi differenti, correnti intermedie, combustibili marini conformi e vincoli ambientali. Dovrà inoltre decidere quali unità mantenere, quali aggiornare e quali fermare. Il grande numero non sarà soltanto quello dei barili al giorno: conteranno anche le connessioni fra capacità, qualità, regole, mercato e rischio.

Seguire il greggio fino al prodotto pronto permette di vedere che la raffineria è un punto di scelta industriale. La distillazione separa ciò che la natura ha mescolato; la conversione modifica la dimensione e la forma delle molecole; il trattamento riduce impurità; il blending costruisce partite conformi; i depositi e i terminali collegano la fabbrica ai clienti. Ogni passaggio aggiunge valore, ma anche consumo energetico, apparecchiature, controlli e possibilità di guasto.

Il paradosso della fase attuale è che una domanda mondiale vicina al plateau non rende la raffineria marginale. La rende più selettiva. Quando il mercato cresce lentamente, non basta possedere una grande capacità nominale: conta poter trattare il greggio giusto, produrre le specifiche richieste, raggiungere i mercati con una logistica affidabile e sostenere i costi della sicurezza e delle regole. Il futuro della raffinazione non si decide soltanto con il volume di petrolio disponibile, ma con la capacità di trasformarlo in prodotti compatibili con prezzi, norme e mercati in cambiamento.

Fonti e riferimenti

International Energy Agency — Oil 2025, Executive Summary
https://www.iea.org/reports/oil-2025/executive-summary

U.S. Energy Information Administration — Refining crude oil: the refining process
https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/refining-crude-oil-the-refining-process.php

Eurostat — Oil and petroleum products: a statistical overview
https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Oil_and_petroleum_products_-_a_statistical_overview

U.S. Energy Information Administration — U.S. petroleum product exports reached record high in 2024
https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=65084

International Maritime Organization — Sulphur 2020
https://www.imo.org/en/mediacentre/hottopics/pages/sulphur-2020.aspx

International Maritime Organization — Sulphur oxides (SOx) – Regulation 14
https://www.imo.org/en/ourwork/environment/pages/sulphur-oxides-%28sox%29-%E2%80%93-regulation-14.aspx

Reliance Industries — Refining & Marketing
https://www.ril.com/businesses/energy/refining-marketing

U.S. EPA — Enforcement Alert: Benzene fenceline monitoring at petroleum refineries
https://www.epa.gov/enforcement/enforcement-alert-benzene-fenceline-monitoring-petroleum-refineries

U.S. EPA — GHGRP: Refineries
https://www.epa.gov/ghgreporting/ghgrp-refineries

U.S. Chemical Safety and Hazard Investigation Board — Deer Park refinery investigation update
https://www.csb.gov/us-chemical-safety-board-releases-investigation-update-into-fatal-hydrogen-sulfide-release-at-pemex-deer-park-refinery-in-deer-park-texas/

Occupational Safety and Health Administration — Petroleum Refining Processes
https://www.osha.gov/otm/section-4-safety-hazards/chapter-2

Occupational Safety and Health Administration — Process Safety Management
https://www.osha.gov/otm/section-4-safety-hazards/chapter-5

U.S. Energy Information Administration — Refining crude oil: inputs and outputs
https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/refining-crude-oil-inputs-and-outputs.php

U.S. Energy Information Administration — U.S. refining capacity as of January 2025
https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=65624

U.S. Energy Information Administration — Refinery outages: description and potential impact
https://www.eia.gov/petroleum/articles/refoutagesindex.php

CME Group — Trading crack spreads
https://www.cmegroup.com/articles/2024/trading-crack-spreads.html

U.S. EPA — 2011-2023 GHGRP industrial profile: petroleum refineries
https://www.epa.gov/system/files/documents/2024-10/refineries_profile_2023.pdf

Dangote Petroleum Refinery — Dangote Refinery
https://refinery.dangote.com/tag/dangote-refinery/

U.S. Energy Information Administration — Glossary: catalytic hydrotreating and hydrocracking
https://www.eia.gov/tools/glossary/?id=petroleum

U.S. Energy Information Administration — West Coast refinery demand for hydrogen increasingly met by merchant suppliers
https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=61983

03.08 Dal giacimento al gas commerciabile

Ciò che esce dal pozzo non è ancora gas

Il gas che accendiamo in cucina non esiste in natura. Esiste una miscela che gli somiglia solo in parte: quando un pozzo apre una via di fuga verso la superficie, dal sottosuolo risale un flusso dominato dal metano, ma accompagnato da etano, propano, butani, pentani, vapore acqueo, anidride carbonica, idrogeno solforato, azoto e, in alcuni giacimenti, elio e mercurio. La composizione cambia da campo a campo, e con essa cambia tutto ciò che occorre fare prima che il fluido possa essere venduto. La tesi di questo capitolo è semplice: il gas non è un prodotto, è un processo. Tra la trappola geologica e il punto in cui il gas viene misurato e consegnato a un gasdotto si frappone una catena di operazioni che costano, consumano energia e producono sottoprodotti: separazione, disidratazione, rimozione delle impurità, recupero dei liquidi, compressione. Quello che arriva al gasdotto è un prodotto standardizzato; quello che esce dal pozzo è una materia prima variabile.

Le statistiche ufficiali degli Stati Uniti, il paese che produce più gas al mondo, fotografano la stessa distanza con tre definizioni diverse. La produzione lorda, o gross withdrawals, è il volume completo del flusso che esce dai pozzi, escluso il condensato separato presso la concessione. La produzione commercializzata, o marketed production, sottrae a quel totale il gas reiniettato nel sottosuolo, gli elementi non idrocarburi rimossi e i volumi bruciati in torcia o dispersi in atmosfera. La produzione secca, o dry gas, è ciò che resta dopo l'estrazione dei liquidi e delle impurità: il gas «di qualità da consumatore», misurato a condizioni standard — nella convenzione americana, 60 gradi Fahrenheit e 14,73 libbre per pollice quadrato. Tre numeri per gli stessi pozzi: la distanza tra loro è esattamente il processo che questo capitolo segue.

Il racconto si ferma però a un confine preciso. Il punto di consegna — il gas trattato, compresso e misurato, pronto a entrare in una rete — è l'ultima scena

di questa storia. Il trasporto su lunga distanza, la liquefazione, gli stoccaggi stagionali, le reti di distribuzione e la formazione dei prezzi appartengono a un'altra parte della filiera, che parte proprio da qui.

Una geologia diversa da quella del petrolio

Il gas naturale nasce come il petrolio: da materia organica sepolta in sedimenti poveri di ossigeno e trasformata da calore e pressione nel corso di milioni di anni. La differenza sta nella temperatura. Oltre la «finestra del petrolio», quella in cui la materia organica matura in idrocarburi liquidi, esiste una finestra del gas: a temperature più elevate le molecole più grandi si spezzano in molecole più piccole, e nasce il gas termogenico. Esiste anche un gas di origine biologica, prodotto da batteri a basse temperature e basse profondità: è il caso, per esempio, di gran parte del gas della pianura padana in Italia.

Come il petrolio, anche il gas migra nella roccia serbatoio — porosa e permeabile — e si accumula sotto una copertura impermeabile, in una trappola. Ma essendo più leggero dell'acqua e del petrolio, tende a occupare la parte alta della trappola, sopra l'eventuale olio. Da questo comportamento derivano due conseguenze pratiche: molti giacimenti di petrolio hanno un «cappello di gas» e producono anche gas disciolto nel greggio. È il gas associato, di cui parleremo tra poco.

La differenza più importante è però fisica. Il petrolio è un liquido relativamente poco comprimibile; il gas è comprimibile ed espansivo. Quando un pozzo crea un collegamento con la superficie, il gradiente di pressione mette il fluido in movimento. In molti giacimenti convenzionali l'espansione del gas contribuisce in modo decisivo alla produzione, ma la pressione diminuisce con il prelievo e, quando non basta più a sostenere la portata richiesta, può essere necessaria la compressione. Un pozzo può quindi restare autospingente per una parte rilevante della sua vita. La mobilità del gas può favorire fattori di recupero elevati, ma non esiste una percentuale generale valida per ogni giacimento: dipende dalla roccia, dai fluidi e dal modo in cui il campo viene gestito.

Questa mobilità ha un rovescio. Il gas risponde immediatamente ai cambiamenti di pressione: chiudere una valvola ferma il flusso, riaprirla lo

riavvia. Ma, a differenza del petrolio, grandi volumi di gas non si possono accumulare economicamente in semplici serbatoi alla testa del pozzo. Se non c'è una via di raccolta o un acquirente, la produzione va ridotta o fermata; il caso particolare del gas associato sarà esaminato più avanti. È una caratteristica che condiziona l'intera economia della filiera. Per il resto, esplorazione e perforazione usano gli stessi strumenti già descritti per il petrolio: sismica, pozzi esplorativi, rivestimenti, sistemi di prevenzione delle eruzioni. Qui contano le differenze del fluido, non i meccanismi generali.

Associato, non associato, umido e acido

Il linguaggio dell'industria classifica il gas in base a ciò che lo accompagna. Il gas non associato occupa un giacimento in cui il gas è la fase idrocarburica dominante e può essere prodotto senza dipendere dall'estrazione di petrolio. La definizione non dice però che sia già puro: il flusso può essere secco o ricco di liquidi, dolce o acido, e può trascinare acqua di formazione. Il gas associato, invece, è prodotto insieme al petrolio: disciolto nel greggio o raccolto in un cappello di gas sopra l'olio. La sua produzione non è indipendente: emerge insieme al petrolio, con conseguenze operative che saranno esaminate più avanti.

C'è poi la distinzione tra gas secco e gas umido, che riguarda i liquidi. Quando il flusso contiene quantità significative di idrocarburi più pesanti del metano, la caduta di pressione e temperatura in superficie può far condensare soprattutto i pentani e i componenti più pesanti in un liquido chiaro e prezioso: il condensato. Un giacimento umido alla sorgente cambia l'economia del campo: il condensato si vende a parte, ma richiede separatori e stabilizzatori, e il gas che resta è più ricco di componenti da recuperare. Negli impianti di trattamento si possono estrarre anche etano, propano, butani e benzina naturale: sono prodotti distinti, con mercati propri. Nella nomenclatura dell'agenzia statistica americana EIA si chiamano liquidi del gas naturale, o NGL, e si misurano in barili. Non sono quindi un volume di gas espresso in un'altra unità, ma una famiglia di prodotti separati dalla miscela originaria.

La terza distinzione riguarda le impurità. Un gas con una presenza significativa di idrogeno solforato è detto acido, o sour; quando i gas acidi restano sotto le soglie richieste è definito dolce, o sweet. L'aggettivo non è decorativo: anche concentrazioni limitate di idrogeno solforato possono imporre un'intera linea di trattamento, perché il composto è tossico e corrosivo. Allo stesso modo, anidride carbonica, azoto e mercurio non sono semplici contaminanti: ciascuno può determinare quanta attrezzatura serve prima che il gas possa essere consegnato.

Infine l'acqua. Dal pozzo non sale solo gas: sale anche acqua, quella di formazione, spesso salata, con tracce di idrocarburi e metalli. L'acqua di produzione va trattata, reiniettata o smaltita, e il suo volume può essere tale da condizionare la progettazione dell'intero impianto di superficie. La stessa parola «gas» copre quindi miscele molto diverse tra loro. La qualità non è un attributo fisico fisso: è una relazione tra ciò che esce dal sottosuolo e ciò che la rete accetta.

Dal flusso grezzo al gas commerciabile

Perché il flusso grezzo non è commerciabile? Le ragioni ricorrenti appartengono a tre famiglie. La prima è energetica: il potere calorifico e l'indice di Wobbe — la grandezza che lega potere calorifico e densità relativa rispetto all'aria e determina se un gas può sostituire un altro in un bruciatore — devono cadere nella finestra prevista. Troppi gas inerti abbassano il potere calorifico, mentre una miscela troppo ricca di componenti pesanti può alterarlo; fuori specifica, il gas non si comporta come previsto negli apparecchi. La seconda è fisica: acqua e idrocarburi liquidi possono condensare nelle condotte, favorire la corrosione e formare tappi; acqua e gas, nelle condizioni adatte, possono inoltre generare idrati, solidi simili al ghiaccio che ostruiscono le tubazioni. La terza è chimica: anidride carbonica e idrogeno solforato sono corrosivi o tossici e degradano la qualità. Le specifiche cambiano da paese a paese e da operatore a operatore, ma il principio è comune: il gas deve rientrare nei limiti contrattuali del punto di consegna.

La sequenza delle operazioni varia da campo a campo, ma l'ordine tipico è questo. Si comincia con la separazione primaria: separatori trifase dividono il flusso in gas, condensato e acqua. Il condensato viene stabilizzato, cioè liberato dai componenti più leggeri, per poter essere venduto e trasportato in sicurezza. L'acqua di produzione viene trattata e reiniettata o smaltita. Poi il gas viene disidratato: con glicoli o setacci molecolari si toglie il vapore acqueo fino al punto di rugiada richiesto — la temperatura sotto la quale il vapore condensa — per evitare idrati e corrosione a valle. Se il gas è acido, si passa alla dolcificazione: l'assorbimento con soluzioni a base di ammine o altri processi rimuove anidride carbonica e idrogeno solforato. Il flusso ricco di idrogeno solforato può essere inviato al recupero dello zolfo, per esempio con il processo termico-catalitico Claus, che converte il composto in zolfo elementare, o ad altre linee previste dall'impianto. Lo zolfo recuperato diventa così un sottoprodotto industriale con un proprio mercato.

Quando il contenuto di azoto è troppo alto, può servire una sezione di rimozione degli inerti, con processi criogenici o membrane; dove il gas contiene elio, lo si può recuperare in questa parte della catena. Il mercurio, se presente, viene trattenuto con materiali assorbenti prima delle sezioni criogeniche: può attaccare le apparecchiature in alluminio, compresi gli scambiatori di calore. Segue il recupero dei liquidi: con separazione criogenica o ad assorbimento si estraggono etano, propano, butani e pentani, e il gas che resta — il gas secco — è il prodotto commerciale. L'ultimo passaggio è la compressione iniziale: il gas trattato viene portato alla pressione richiesta dal sistema di raccolta o dal punto di consegna e sottoposto alla misura fiscale, che determina quantità e qualità contabilizzate.

Non tutti i passaggi servono sempre. Un gas secco e dolce può richiedere solo separazione e disidratazione; un gas acido o ricco di azoto impone impianti completi e costosi. La scelta è economica: si tratta fino alla specifica richiesta, non oltre. Ne segue una conseguenza importante: lo stesso identico fluido può valere molto in un posto e quasi nulla in un altro, a seconda dell'impianto disponibile e delle specifiche da rispettare. L'odorizzazione con mercaptani — le sostanze che danno al gas il suo odore caratteristico — avviene più a valle,

prima della distribuzione ai clienti: appartiene già al mondo delle reti, che qui esce di scena.

Quando una scoperta non diventa produzione

A questo punto la domanda è quasi inevitabile: se il trattamento può trasformare molte miscele in gas commerciabile, perché non tutto il gas scoperto viene prodotto? La risposta è che la commerciabilità non dipende solo dalla geologia. Dipende dal volume dell'accumulo, dalla portata che ogni pozzo può dare, dalla pressione del giacimento, dalla composizione — quanto condensato, quanto acido —, dalla profondità e dalla posizione, dalla distanza dalle infrastrutture esistenti, dal costo del trattamento, dal regime fiscale e dal prezzo atteso. Un gas tecnicamente producibile può restare per anni, o per decenni, in un accumulo scoperto ma non sviluppato: in molti casi si parla di gas stranded, bloccato dalla distanza dal mercato o da altri ostacoli economici e infrastrutturali.

Questo spiega anche il significato delle categorie statistiche. Le risorse comprendono quantità note o stimate che potrebbero essere recuperabili; le riserve sono la parte scoperta considerata commercialmente recuperabile in condizioni tecniche, economiche e regolatorie definite, con un progetto di sviluppo. La produzione è invece il flusso che esce davvero dai pozzi in un certo periodo. Il passaggio dall'una all'altra categoria non è automatico: richiede conoscenza geologica, fattibilità tecnica, autorizzazioni e investimenti che ci si aspetta di recuperare. Un accumulo senza mercato può quindi restare una risorsa per molto tempo. La distinzione vale per tutti gli idrocarburi; per il gas, però, la mancanza di uno sbocco diventa particolarmente evidente quando la produzione è legata a quella del petrolio, perché il volume estratto non può attendere in un semplice serbatoio alla testa del pozzo.

La stessa filiera, diverse rocce

Le funzioni fondamentali descritte finora ricorrono lungo la filiera del gas, ma la configurazione concreta dell'impianto dipende dalla miscela e dalla roccia da

cui il fluido esce. Con la geologia cambiano anche il numero di pozzi, i costi e il ritmo della produzione.

Il gas convenzionale si trova in serbatoi porosi e permeabili — sabbie, carbonati — chiusi da una trappola. Rispetto alle risorse non convenzionali, questi serbatoi possono sostenere la portata con un numero minore di pozzi, verticali o deviati; durata, produttività e costi variano però molto da campo a campo. È il modello dei grandi giacimenti classici. Il gas tight sta in serbatoi a bassissima permeabilità: il gas c'è, ma fluisce con difficoltà, e spesso va stimolato con la fratturazione idraulica; possono servire numerosi pozzi, anche orizzontali. Lo shale gas è il caso estremo: il gas è stato generato e trattenuto nella stessa roccia argillosa che lo ha prodotto, una roccia compattissima; si estrae con lunghi tratti orizzontali e fratturazioni in molti stadi. Un pozzo di shale tende ad avere un picco iniziale elevato e un declino rapido, e la produzione di un intero bacino può richiedere un flusso continuo di nuovi pozzi. Il metano da carbone, infine, è assorbito nei filoni carboniferi: si estrae abbassando la pressione, spesso dopo una prima fase in cui dal pozzo esce soprattutto acqua. Anche questo gas deve essere separato dall'acqua e verificato rispetto alle specifiche; la linea di trattamento dipende dalla sua composizione, non dal nome della roccia.

L'offshore non è una roccia diversa, ma una logistica diversa: le stesse funzioni di un sito sulla terraferma si svolgono su piattaforme fisse o galleggianti o con pozzi sottomarini, con capitali anticipati più alti, tempi più lunghi e una catena di rifornimento via mare. Questa modalità è centrale nella produzione norvegese, nel grande sistema del Qatar, nel Golfo del Messico americano e in parte del Mediterraneo.

Dietro queste varianti ci sono due ritmi industriali opposti. Da un lato i grandi campi convenzionali: un numero relativamente contenuto di pozzi, alte portate per periodi lunghi, un plateau produttivo seguito da un declino graduale, con il capitale concentrato soprattutto all'inizio e forti economie di scala. Dall'altro la macchina dei molti pozzi: ogni perforazione intercetta una porzione limitata della roccia e perde portata rapidamente, così la produzione dell'intero bacino dipende dall'apertura continua di nuovi siti. Non è una differenza puramente geologica. Cambiano il numero di squadre, strade e piazzali necessari, la

frequenza delle operazioni, la distribuzione territoriale degli impianti e il modo in cui il capitale viene impegnato. Le funzioni del trattamento restano riconoscibili, ma scala e ritmo cambiano: un grande impianto può servire un campo convenzionale compatto; una regione shale deve raccogliere e trattare flussi provenienti da molti pozzi, ciascuno con una storia produttiva breve e variabile.

Il gas che non arriva al mercato

Una parte del gas estratto non arriva a nessun cliente. Le destinazioni principali vanno tenute distinte, perché hanno impatti diversi e si misurano con strumenti diversi.

La reiniezione riporta il gas nel sottosuolo: non è necessariamente uno spreco, ma una scelta di gestione, tipica del gas associato, che può mantenere la pressione del giacimento e rimandare la decisione sul suo impiego. Il flaring è la combustione in torcia: un dispositivo di sicurezza e di gestione dei volumi che converte gran parte del metano in anidride carbonica, anche se una combustione incompleta può lasciare metano e produrre inquinanti locali — nerofumo, ossidi di azoto, monossido di carbonio. Il fenomeno è osservabile dallo spazio, e da qui viene la stima globale più consolidata. Il venting è invece il rilascio diretto della miscela di gas naturale, in genere ricca di metano, senza combustione. Le perdite fuggitive non sono intenzionali: provengono da valvole, guarnizioni, tenute dei compressori, serbatoi e pozzi, compresi quelli abbandonati. Flaring, venting e fughe non devono essere confusi né aggregati senza rendere coerenti unità, perimetri e metodi di stima. Per il venting, in particolare, non esiste oggi una stima globale consolidata e aggiornata paragonabile a quella del flaring: la lacuna va dichiarata, non riempita con numeri inventati.

La concentrazione del flaring dice molto sulla natura del fenomeno. Secondo le stime della Banca Mondiale, nove paesi — Russia, Iran, Iraq, Venezuela, Messico, Libia, Algeria, Nigeria e Stati Uniti — producono più di quattro quinti del gas bruciato in torcia pur avendo meno della metà della produzione mondiale di petrolio, e il valore del gas così bruciato è stimato in circa 54

miliardi di dollari all'anno. Il gas associato si brucia dove mancano gasdotto, impianto di trattamento o acquirente. Il caso del Kazakistan mostra che non è un destino: dal 2012 al 2025 il paese ha ridotto il flaring dell'87%, con una regolazione più severa e investimenti mirati.

Il metano che sfugge dalla filiera è la stessa storia letta dal lato delle emissioni. L'Agenzia internazionale dell'energia stima che nel 2025 i combustibili fossili abbiano emesso circa 124 milioni di tonnellate di metano, delle quali 45 dal petrolio, 36 dal gas e 43 dal carbone. Sono stime, non misure: combinano modelli e osservazioni, e gli inventari dichiarati dai paesi possono discostarsi anche di molto. L'intensità — le emissioni per unità prodotta — varia di oltre cento volte tra i migliori e i peggiori: la Norvegia è tra i più bassi al mondo, Turkmenistan e Venezuela tra i più alti, e nel complesso l'intensità dell'upstream di petrolio e gas è calata di circa il 10% dal 2019. I volumi in gioco sono tutt'altro che trascurabili: l'Agenzia stima che tagliare le perdite di metano nel petrolio e nel gas possa rendere disponibili circa 100 miliardi di metri cubi all'anno, e altri 100 miliardi potrebbero venire dall'eliminazione del flaring non emergenziale. Sono ordini di grandezza paragonabili alla produzione annuale di interi paesi: buona parte del gas che non arriva al mercato non è un destino geologico, ma il risultato di scelte industriali, infrastrutturali e regolatorie.

Sicurezza, acqua e territorio

Il gas è un fluido che va maneggiato con regole severe. È infiammabile, viaggia ad alta pressione e, in certe forme, è velenoso. L'idrogeno solforato è il rischio meno conosciuto e più insidioso: più pesante dell'aria, si accumula nelle depressioni e può saturare l'olfatto, diventando impercettibile proprio quando il pericolo aumenta. OSHA, l'agenzia statunitense per la sicurezza sul lavoro, cita un dato del Bureau of Labor Statistics: tra il 2011 e il 2017, 46 lavoratori sono morti per esposizione a questo composto. Il dato copre tutti i luoghi di lavoro, non solo il settore del petrolio e del gas, e va letto come misura della pericolosità generale della sostanza.

Il caso più istruttivo per la filiera del gas resta un incidente del gennaio 2018 in Oklahoma. Durante la perforazione di un nuovo pozzo di gas, un'eruzione

incontrollata — un blowout — incendiò l'impianto e uccise cinque lavoratori. Il rapporto finale dell'agenzia federale che indaga sugli incidenti chimici documentò il cedimento di entrambe le barriere di sicurezza: quella primaria, il fango di perforazione, e quella secondaria, il sistema di rilevamento del flusso anomalo e il dispositivo di chiusura di emergenza. Non fu eseguito il controllo del flusso, e la condizione pericolosa era presente da oltre quattordici ore prima dell'esplosione. La lezione del caso Pryor Trust non è soltanto tecnica ma organizzativa: le barriere che rendono sicuro un pozzo di gas funzionano solo se le procedure vengono rispettate nei tempi giusti.

Gli impatti locali della produzione di gas si giocano soprattutto su acqua e territorio. La fratturazione idraulica richiede volumi d'acqua cresciuti con la lunghezza dei pozzi: nel bacino di Marcellus, negli Stati Uniti orientali, il valore mediano per pozzo è passato da 6,1 a 7,4 milioni di galloni tra il 2011 e il 2016 — circa 28 milioni di litri — e in alcune regioni l'aumento è arrivato al 770%; lo studio, che ha analizzato più di 12.000 pozzi, documenta anche volumi di reflui del primo anno fino a +1.440%. Sono dati americani, non generalizzabili, ma mostrano che l'allungamento dei pozzi può aumentare sia l'acqua impiegata sia i reflui da gestire. A questo si aggiungono i grandi volumi di acqua di produzione che risalgono dal giacimento e impongono trattamenti dedicati o l'iniezione profonda: la pressione sulla risorsa idrica è locale, stagionale e dipende dalla competizione con gli altri usi.

C'è poi il territorio nel senso più ampio: piazzali dei pozzi, strade di servizio, rumore e traffico modificano il paesaggio e distribuiscono gli impatti su un'area più ampia quando la produzione dipende da molti pozzi. La dismissione arriva quando ciascun pozzo finisce la sua vita, ma non coincide con il semplice arresto del flusso. Il foro deve essere isolato, le vie di migrazione del gas sigillate e il sito ripristinato; se queste operazioni vengono rinviate o eseguite male, il pozzo può restare una sorgente di perdite e una passività economica per decenni. La responsabilità finale e le garanzie finanziarie sono quindi parte dell'economia del progetto fin dall'inizio, non un dettaglio da affrontare quando la produzione è terminata. Anche la gestione dei reflui può trasferire rischi lontano dalla testa pozzo: l'iniezione profonda modifica le pressioni nel sottosuolo e in alcune regioni è stata associata a sismicità indotta. Sono effetti

locali, dipendenti dalla geologia e dalle pratiche operative, che non possono essere trasformati in una regola universale; mostrano però che il confine fisico di un campo non coincide con quello dei suoi impatti.

La scala: Stati Uniti, Europa e Italia

Messo a fuoco il processo, resta la scala. Gli Stati Uniti sono il primo produttore mondiale dal 2011, ma la geografia della produzione non si riduce a una classifica: riflette modelli industriali diversi. Da una parte c'è la macchina americana dei molti pozzi; dall'altra i grandi campi convenzionali e offshore, nei quali la produzione è concentrata in un numero più limitato di progetti. Roccia, maturità dei bacini, infrastrutture e accesso al mercato determinano combinazioni differenti in ogni paese.

Per gli Stati Uniti esiste un dato recente e definito con precisione: nel 2025 la produzione commercializzata — cioè la produzione lorda meno reiniezioni, elementi non idrocarburi rimossi e volumi bruciati o dispersi — ha raggiunto la media record di 118,5 miliardi di piedi cubi al giorno. La definizione non è un dettaglio: la stessa produzione può essere contata in tre modi diversi a seconda di quanto si sottrae, e ogni confronto tra paesi o anni deve dichiarare quale dei tre si sta usando.

L'Europa racconta un'altra storia, quella della maturità. Nel 2025 l'Unione europea a 27 ha prodotto 1.205.229 terajoule di gas, il 3,2% in più dell'anno precedente, con la Romania primo produttore (357.139 terajoule), davanti ai Paesi Bassi (310.818) e alla Germania (133.145). L'unità di misura è quella statistica europea, il terajoule, calcolato sul potere calorifico lordo: non è convertibile in metri cubi senza assumere un potere calorifico. La dipendenza dell'Unione dalle importazioni, pari all'87,6% nel 2025, introduce la parte successiva della filiera, ma non cambia la natura del dato produttivo. Fuori dall'Unione, la Norvegia dà la scala di un grande sistema offshore: nel 2025 ha registrato vendite di gas per 121,8 miliardi di metri cubi standard. Sono vendite, non produzione lorda, e per questo il valore non va confrontato direttamente con le altre misure senza verificarne il perimetro.

L'Italia è il punto di riferimento di questo libro, ed è anche un caso esemplare di bacini maturi. Nel 2025 la produzione nazionale registrata dall'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse, UNMIG, è stata di 3.233,08 milioni di metri cubi standard, in aumento del 12,2% rispetto ai 2.881,53 milioni del 2024: il primo aumento annuale dal 2018. Il perimetro è importante: UNMIG conta la produzione riferita ai titoli minerari, compreso l'uso proprio del campo; non sta misurando il gas secco già conforme alle condizioni di consegna. La prospettiva storica impedisce inoltre di scambiare un rimbalzo per un'inversione. Nello stesso perimetro UNMIG, tra il 2004 e il 2025 la produzione è calata di circa tre quarti, da 12.920,9 a 3.233,1 milioni di metri cubi standard. Per il 2026 è disponibile soltanto un dato parziale al 31 marzo: 701,06 milioni di metri cubi standard. Descrive il primo trimestre e non autorizza alcuna proiezione sull'intero anno.

Il racconto si chiude dove il gas diventa prodotto. Al punto di consegna, il fluido che esce dal sottosuolo è stato separato, disidratato e, quando necessario, dolcificato, depurato dagli inerti e privato dei liquidi in eccesso; infine viene compresso e misurato. Il suo potere calorifico e i punti di rugiada rientrano nelle specifiche, mentre la misura fiscale determina quantità e qualità per la contabilizzazione. È questa standardizzazione — il risultato di un processo lungo, costoso e invisibile — a rendere possibile tutto ciò che viene dopo: reti, commercio, prezzi. Il gas non è un prodotto: è un processo, e il processo finisce esattamente qui, alla frontiera del mercato.

Fonti

EIA — Glossario: produzione lorda di gas naturale (gross withdrawals)
https://www.eia.gov/tools/glossary/index.php?id=natural%20gas%20gross%20withdrawals

EIA — Glossario: produzione commercializzata di gas naturale (marketed production)
https://www.eia.gov/tools/glossary/index.php?id=natural%20gas%20marketed%20production

EIA — Glossario: gas naturale secco (dry natural gas)

https://www.eia.gov/tools/glossary/index.php?id=dry%20natural%20gas

EIA — Natural gas explained
https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/

EIA — Where our natural gas comes from
https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/where-our-natural-gas-comes-from.php

EIA — Today in Energy: record della produzione di gas naturale degli Stati Uniti nel 2025
https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=67345

Eurostat — Natural gas supply statistics
https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_supply_statistics

MASE–UNMIG — Produzione nazionale di idrocarburi, dati 2025 (CSV)
https://unmig.mase.gov.it/wp-content/uploads/dati/produzione/produzione-2025.csv

MASE–UNMIG — Produzione nazionale di idrocarburi, dati 2026 (CSV, primo trimestre)
https://unmig.mase.gov.it/wp-content/uploads/dati/produzione/produzione-2026.csv

Norwegian Offshore Directorate — Production forecasts
https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/production-forecasts/

Banca Mondiale — Global Gas Flaring Rises Three Years in a Row
https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2026/06/23/global-gas-flaring-rises-energy-security

IEA — Global Methane Tracker 2026, Key findings
https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2026/key-findings

OSHA — Hydrogen Sulfide, Overview
https://www.osha.gov/hydrogen-sulfide

CSB — CSB Issues Final Report into Fatal Gas Well Blowout
https://www.csb.gov/csb-issues-final-report-into-fatal-gas-well-blowout/

Kondash, Lauer, Vengosh — The intensification of the water footprint of hydraulic fracturing (Science Advances, 2018)
https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/30116777/

03.09 Gasdotti, GNL e commercio del gas

Quando il gas comincia a viaggiare

All'uscita dall'impianto di trattamento, il gas naturale ha già perso acqua, impurità e componenti che ne impedirebbero l'uso o il trasporto. Non per questo è già disponibile per chi lo consumerà. Deve essere misurato, portato alla pressione richiesta, consegnato a una rete e trasferito attraverso infrastrutture capaci di far coincidere luoghi e tempi diversi: il giacimento e la città, la produzione continua e la domanda stagionale, un terminale costiero e un mercato interno. È in questo passaggio che il gas diventa non soltanto un prodotto conforme a specifiche tecniche, ma una merce effettivamente commerciabile.

Il primo anello è spesso una rete di raccolta. Condotte di diametro e pressione differenti riuniscono i flussi provenienti dagli impianti di trattamento e li conducono verso una stazione di consegna. Qui strumenti fiscali di misura, cioè idonei alla contabilizzazione commerciale, determinano quantità e qualità del gas trasferito. La misura non è un dettaglio amministrativo: il gas cambia volume con pressione e temperatura, mentre il suo contenuto energetico dipende dalla composizione. Per regolare una compravendita occorre quindi ricondurre il volume a condizioni standard e conoscere quanta energia contiene. Valvole, sistemi di controllo e dispositivi di sicurezza separano inoltre la responsabilità dell'impianto a monte da quella del trasportatore.

Dalla consegna in poi la pressione diventa una risorsa logistica. Il gas non viene caricato passivamente in una tubazione: deve essere spinto, e lungo il percorso perde pressione per attrito e turbolenza. Le reti di trasporto operano perciò a pressioni elevate e impiegano stazioni di compressione distribuite lungo le direttrici principali. I compressori consumano parte del gas trasportato oppure elettricità prelevata dalla rete. Il trasporto ha dunque un consumo proprio, che dipende da distanza, portata, diametro della condotta e condizioni operative.

Le reti non sono tutte equivalenti. Le grandi dorsali nazionali e internazionali spostano volumi elevati fra punti di ingresso, stoccaggi, aree di consumo e reti

regionali. Le reti di distribuzione lavorano invece a pressioni inferiori e ramificano il flusso verso gli utenti finali. In mezzo si trovano cabine di riduzione e misura, nodi di interconnessione e impianti che modificano pressione e portata. Questo capitolo si concentra sul trasporto e sul commercio: la distribuzione locale compare soltanto come destinazione finale della catena infrastrutturale.

La disponibilità commerciale dipende quindi da più condizioni simultanee. Deve esserci gas conforme; deve esistere una connessione fisica; la condotta o il terminale devono avere capacità disponibile; il compratore deve averne acquisito il diritto d'uso; infine il sistema deve poter ricevere il flusso in quello specifico momento. Una grande produzione senza sbocco, oppure un terminale senza collegamento adeguato alla rete, non equivale a gas disponibile sul mercato. La merce e l'infrastruttura sono inseparabili.

La geografia rigida dei gasdotti

Un gasdotto collega punti determinati. Questa rigidità è anche la sua forza: una volta costruita la condotta, il gas può fluire in modo continuo e in grandi quantità, senza attendere l'arrivo di una nave o le operazioni portuali. Le stazioni di compressione ripristinano periodicamente la pressione; i centri di dispacciamento regolano immissioni e prelievi; valvole e sistemi di telecontrollo isolano tratti della rete in caso di manutenzione o anomalia. Quando più condotte e punti di ingresso si incrociano, il sistema può ridistribuire i flussi, ma solo entro i limiti della topologia fisica e delle apparecchiature installate.

Dentro la tubazione è presente una quantità di gas chiamata linepack. Aumentando o riducendo la pressione entro i limiti operativi, il gestore può accumulare o rilasciare temporaneamente una parte di quel gas. Il linepack aiuta a compensare oscillazioni di breve periodo fra entrate e uscite, ma non sostituisce uno stoccaggio stagionale: la sua funzione è mantenere l'equilibrio della rete nell'arco di ore o, in alcuni casi, di intervalli più lunghi ma comunque limitati.

Parlare di capacità richiede precisione. Capacità nominale e massimo autorizzato non sono sinonimi: la prima è definita dal progetto, il secondo

dall'autorità. La capacità tecnicamente disponibile può essere inferiore per manutenzioni, configurazione della rete, pressione nei nodi confinanti o altri vincoli. La capacità allocata è quella prenotata dagli utenti; la capacità utilizzata è il flusso realmente transitato. Un gasdotto può quindi avere capacità nominale elevata ma un impiego ridotto, oppure risultare congestionato in una direzione e disporre di margine in un'altra. Sommare capacità nominali non consente, da solo, di calcolare quanto gas un paese possa ricevere in ogni giorno dell'anno.

Anche la reversibilità non va data per scontata. Una direttrice progettata per trasportare gas da est a ovest può richiedere compressori, valvole, sistemi di misura e accordi operativi diversi per funzionare stabilmente nella direzione opposta. Le interconnessioni aumentano la flessibilità solo quando i sistemi ai due lati possono accettare pressione, qualità e quantità del flusso. La rete è dunque un insieme coordinato, non una collezione di tubi indipendenti.

Sul piano commerciale, il gasdotto tende a legare produttore e acquirente per periodi lunghi. L'investimento iniziale è concentrato in opere lineari, attraversamenti, stazioni e collegamenti; recuperarlo richiede normalmente un uso esteso nel tempo. I contratti possono riservare capacità anche quando non viene impiegata interamente, perché il diritto di trasporto ha un valore proprio. Questa struttura può offrire continuità e costi unitari favorevoli su rotte molto utilizzate, ma espone a una dipendenza dalla stessa geografia: se viene meno un punto di produzione, un paese di transito o un tratto critico, non sempre esiste una deviazione immediata.

La vulnerabilità non implica che il gasdotto sia intrinsecamente meno sicuro del trasporto marittimo. I due sistemi affrontano rischi diversi. La condotta riduce i passaggi di trasformazione e movimentazione, ma concentra il flusso su corridoi fissi; il gas naturale liquefatto, o GNL, può cambiare rotta più facilmente, ma richiede impianti specializzati a entrambe le estremità e una nave disponibile. La scelta reale non è fra una rete rigida e una libertà assoluta, bensì fra catene logistiche con vincoli differenti.

La continuità dipende anche dall'integrità dell'opera. Ispezioni interne, controllo della corrosione, sorveglianza delle pressioni e manutenzione delle

stazioni servono a individuare difetti prima che diventino perdite o interruzioni. Attraversamenti di fiumi, montagne, aree abitate e fondali impongono soluzioni differenti e rendono alcuni tratti più complessi da riparare. Il corridoio occupa inoltre territorio e richiede fasce di rispetto. Sono costi e impatti che non scompaiono dopo la costruzione: accompagnano l'intera vita della condotta e devono essere confrontati con quelli, di natura diversa, dei terminali e del trasporto navale.

Conservare gas per spostarlo nel tempo

I gasdotti spostano il gas nello spazio; gli stoccaggi lo spostano nel tempo. Nelle reti con forte domanda invernale, produzione e importazioni non devono necessariamente seguire ogni giorno lo stesso profilo dei consumi. Una parte del gas può essere iniettata nei mesi di domanda più bassa e prelevata quando il fabbisogno cresce. Lo stoccaggio attenua così la distanza fra un'offerta relativamente regolare e consumi che cambiano con temperatura, attività economica e funzionamento del sistema energetico.

Gli impianti di maggiore scala utilizzano spesso formazioni geologiche sotterranee, fra cui giacimenti esauriti, acquiferi profondi o cavità saline. Non tutto il gas presente è disponibile alla vendita. Una quota, detta gas cuscino, mantiene pressione e condizioni operative; il gas di lavoro è invece quello che può essere ciclicamente iniettato e prelevato. Anche qui la capacità ha più dimensioni: volume complessivo, volume di lavoro, velocità di iniezione e massima portata di erogazione. Due stoccaggi con lo stesso volume utile possono rispondere in modo molto diverso a un picco di domanda se uno può erogare più rapidamente dell'altro.

La pressione interna cambia durante il ciclo. In molti impianti la portata di erogazione tende a ridursi quando il deposito si svuota, mentre l'iniezione può diventare più difficile avvicinandosi al riempimento. Per questo una percentuale di riempimento, presa da sola, non descrive tutta la sicurezza operativa: conta anche quanto gas possa essere consegnato alla rete nel giorno critico e dove lo stoccaggio sia collegato. La capacità commerciale assegnata

agli utenti e quella fisicamente disponibile possono inoltre divergere per manutenzioni o vincoli di rete.

Lo stoccaggio svolge più funzioni. Copre la stagionalità, assorbe squilibri fra programmi e flussi reali, sostiene il sistema durante interruzioni temporanee e consente agli operatori di acquistare e vendere in momenti diversi. Quest'ultima funzione collega la logistica ai prezzi: immagazzinare gas ha senso economico quando il differenziale atteso fra date diverse remunera capacità, perdite, energia e capitale impegnato. Tuttavia la riserva fisica non equivale automaticamente a gas liberamente disponibile. Una parte può essere già impegnata contrattualmente, destinata a obblighi specifici o limitata dalla velocità di prelievo.

Gli stoccaggi non eliminano la necessità di importare. Permettono di scegliere meglio quando ricevere e quando usare il gas e offrono un margine durante shock brevi, ma devono essere riempiti in precedenza. Sono quindi complementari a gasdotti e terminali GNL: le infrastrutture di ingresso portano il gas nel sistema, gli stoccaggi ne modulano la disponibilità nel tempo e la rete deve poter trasferire i volumi fra entrambi e le aree di consumo.

Trasformare il gas in un carico marittimo

Per viaggiare in nave il gas naturale viene raffreddato fino a circa -162 °C, temperatura alla quale diventa liquido a pressione prossima a quella atmosferica. Il passaggio riduce il volume a circa un seicentesimo di quello occupato dal gas in condizioni standard. È questa trasformazione fisica a rendere possibile il trasporto marittimo di quantità commercialmente rilevanti: senza la forte riduzione di volume, i serbatoi necessari sarebbero impraticabili.

La liquefazione non consiste però nel semplice raffreddamento di un flusso. Il gas deve rispettare specifiche severe: acqua, anidride carbonica e altri componenti che potrebbero congelare o danneggiare l'impianto vengono rimossi a monte. Nei treni di liquefazione, cioè le singole linee produttive modulari dell'impianto, grandi circuiti frigoriferi sottraggono calore in più stadi fino a ottenere il GNL. Il processo richiede energia, compressori e scambiatori di calore; una parte dell'energia contenuta nel gas viene consumata lungo la

catena. Il GNL aggiunge quindi costi e consumi rispetto al trasporto in condotta, ma permette di collegare bacini e mercati non uniti da un gasdotto.

Il terminale di esportazione comprende serbatoi criogenici, linee di trasferimento, bracci di carico e un molo adatto alle metaniere. La continuità fra impianto e nave è decisiva: un'interruzione può rallentare il caricamento, riempire i serbatoi e costringere a ridurre la liquefazione. A monte servono gas sufficiente e una rete di alimentazione; a valle servono navi, finestre portuali e terminali di ricezione. La capacità nominale dell'impianto, espressa spesso in milioni di tonnellate l'anno o MTPA, non coincide quindi necessariamente con la produzione effettiva.

Alla fine del 2025 la capacità mondiale di liquefazione era pari a 524,5 MTPA, secondo l'International Gas Union (IGU), con un utilizzo medio dell'83,9%. Manutenzioni, indisponibilità, limiti di alimentazione e condizioni di mercato impediscono infatti di trasformare automaticamente ogni tonnellata nominale in una tonnellata esportata. Nello stesso anno il commercio mondiale di GNL ha raggiunto 436,98 milioni di tonnellate, il 6,3% in più rispetto al 2024. Operavano 24 mercati esportatori e 50 importatori: la rete commerciale è più ampia di quella consentita da una singola direttrice terrestre, ma non è priva di concentrazioni e colli di bottiglia.

Le tonnellate di GNL, i metri cubi di liquido, i miliardi di metri cubi di gas e i terawattora non sono intercambiabili senza ipotesi. La conversione dipende da densità e composizione del prodotto e, per passare all'energia, dal potere calorifico. Per questo le statistiche internazionali possono descrivere il mercato in milioni di tonnellate, mentre i bilanci nazionali usano miliardi di metri cubi di gas. Mettere i numeri uno accanto all'altro senza dichiarare il passaggio creerebbe una precisione solo apparente.

Il consumo energetico aggiuntivo ha anche una conseguenza ambientale. Una valutazione della filiera GNL deve includere produzione e trattamento del gas, liquefazione, trasporto marittimo, rigassificazione e consegna; non basta misurare ciò che avviene al terminale. Il risultato dipende dalla provenienza del gas, dalle perdite di metano, dall'efficienza degli impianti, dal combustibile della nave e dalla distanza percorsa. Per questo non è corretto attribuire al GNL

un unico valore di emissioni valido per ogni carico. È però corretto riconoscere il meccanismo: rispetto alla consegna dello stesso gas senza liquefazione e viaggio marittimo, questi passaggi richiedono energia e aggiungono emissioni. Il confronto completo con un gasdotto richiede confini e condizioni omogenei, che il materiale disponibile non consente di fissare in una cifra universale.

Le metaniere e il mercato delle rotte

Una metaniera è un impianto criogenico navigante. Le unità moderne impiegate sulle grandi rotte hanno spesso una capacità compresa fra 150.000 e 180.000 m³ di GNL, ma l'intervallo è rappresentativo, non universale: esistono navi più piccole e unità molto più grandi. Lo scafo è doppio e i serbatoi sono progettati per limitare il trasferimento di calore, sopportare i movimenti del carico e mantenere il liquido separato dalla struttura esterna. Il Codice internazionale per la costruzione e l'equipaggiamento delle navi che trasportano gas liquefatti alla rinfusa, noto come IGC Code, stabilisce requisiti obbligatori di sicurezza per progettazione, equipaggiamento e operazioni.

L'isolamento non può annullare del tutto l'ingresso di calore. Una piccola parte del GNL evapora formando boil-off gas. Quel gas deve essere gestito per controllare la pressione nei serbatoi: può essere utilizzato come combustibile, reliquefatto o trattato secondo la configurazione della nave. Non esiste una percentuale unica valida per tutte le generazioni di metaniere; dimensione, isolamento, velocità, condizioni del viaggio e tecnologia di bordo cambiano il risultato. Anche la propulsione si è evoluta, con soluzioni diverse per utilizzare il boil-off e migliorare l'efficienza.

Alla fine del 2025 la flotta mondiale collegata al commercio di GNL contava 899 navi, l'8% in più in un anno secondo il Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié (GIIGNL). Il numero delle unità è una misura della capacità logistica, non del gas consegnato: contano anche dimensione, disponibilità, velocità, tempi di attesa e distanza percorsa. Se terminali e produzione crescono più rapidamente della flotta, i noli marittimi, cioè il costo del trasporto per nave, possono aumentare; se le navi sono abbondanti rispetto ai carichi, quel costo può diminuire. Il mercato dei noli è quindi uno degli

elementi che separano il prezzo all'origine da quello ottenibile alla destinazione.

La flessibilità marittima è reale ma condizionata. Un carico può essere deviato verso un altro terminale quando il contratto lo permette, la nave è compatibile, esistono slot di scarico e il nuovo prezzo copre la maggiore distanza e gli altri costi. Non tutti i contratti consentono di cambiare destinazione liberamente e non ogni terminale può ricevere qualsiasi nave. Canali, stretti, condizioni meteorologiche e congestione portuale possono inoltre allungare i viaggi. Il GNL crea dunque un mercato di rotte possibili, non un'unica riserva mondiale accessibile istantaneamente.

Secondo l'IGU, nel 2025 le importazioni nette europee di GNL sono aumentate di 26,1 milioni di tonnellate e hanno raggiunto 126,2 milioni di tonnellate. La cifra è quasi uguale all'incremento netto del commercio mondiale, ma non è una duplicazione: nello stesso anno le importazioni nette asiatiche sono diminuite di 9,2 milioni di tonnellate, mentre quelle africane sono aumentate di 7,2 milioni. Il dato segnala quanto rapidamente i flussi marittimi possano cambiare quando domanda, offerta e prezzi relativi spostano i cargo, ma non dimostra che tutta la capacità europea sia stata utilizzata né che il GNL fosse l'opzione meno costosa in ogni momento. Una nave segue il valore disponibile fra mercati dopo aver considerato trasporto, pedaggi, tempi e obblighi contrattuali. La libertà di rotta è quindi un confronto economico fra destinazioni fisicamente raggiungibili.

Dalla nave alla rete

All'arrivo, la metaniera si collega al terminale attraverso bracci di scarico progettati per il servizio criogenico. Il GNL passa nei serbatoi a terra oppure, nel caso di un'unità galleggiante, rimane nei serbatoi della nave-impianto. Pompe ad alta pressione lo inviano poi ai vaporizzatori, dove riceve calore e torna allo stato gassoso. Prima dell'immissione si verificano qualità e pressione e si esegue la misura commerciale. Il terminale deve infine disporre di un collegamento alla rete capace di assorbire la portata: la rigassificazione senza una condotta adeguata a valle non rende disponibile il gas dove serve.

I terminali terrestri concentrano serbatoi e apparecchiature in un sito costiero permanente. Le soluzioni offshore allontanano parte delle operazioni dalla costa ma richiedono comunque ormeggi, condotte sottomarine e connessioni a terra. Una Floating Storage and Regasification Unit, FSRU, integra stoccaggio e rigassificazione su una nave appositamente costruita o convertita. Può essere resa operativa più rapidamente di molti terminali terrestri, soprattutto quando è disponibile un porto adatto, ma non è un impianto senza opere: servono autorizzazioni, protezioni, bracci o sistemi di trasferimento, collegamenti alla rete e procedure nautiche.

Anche nel terminale una parte del GNL evapora. Sistemi di recupero e ricondensazione limitano perdite e controllano la pressione, mentre la presenza contemporanea di liquido criogenico e gas combustibile richiede separazioni, rilevatori e procedure rigorose. Il rischio non si comprende descrivendo il GNL come semplicemente “freddo” o “infiammabile”: il liquido causa pericoli criogenici, mentre è il vapore miscelato con aria entro determinate condizioni a poter bruciare. Progettazione navale, distanze di sicurezza, controllo delle sorgenti di accensione e gestione delle emergenze fanno parte della stessa catena.

La capacità mondiale di rigassificazione a fine 2025 era 1.247 MTPA, secondo GIIGNL, molto superiore alla capacità di liquefazione. Non significa che il mondo possa ricevere quella quantità in qualunque luogo e momento. I terminali sono distribuiti in modo diseguale; possono avere vincoli di rete, stagionalità, slot già allocati o navi insufficienti; soprattutto, il GNL deve essere prima prodotto. Una capacità di ricezione superiore ai flussi può offrire concorrenza fra terminali e ridondanza, ma il suo valore assicurativo non è quantificato in modo uniforme.

Per leggere i dati di un rigassificatore occorrono almeno quattro domande. Qual è il massimo autorizzato? Quanta capacità è tecnicamente disponibile nel periodo? Quanta è stata prenotata? Quanto gas è stato effettivamente immesso in rete? Un terminale può essere autorizzato per una portata superiore a quella costante offerta, oppure ricevere meno cargo della sua capacità pur restando utile nei picchi. Chiamare “utilizzo” il rapporto fra grandezze costruite con anni o definizioni differenti produce risultati fuorvianti.

La distinzione fra capacità e throughput, il volume realmente trattato, è essenziale soprattutto quando si confrontano impianti diversi.

Un mercato globale senza un prezzo unico

Il GNL collega mercati lontani, ma non crea un prezzo mondiale unico. Una parte rilevante degli scambi avviene con contratti di lungo periodo, utili a sostenere investimenti che richiedono grandi capitali e molti anni di esercizio. Altri volumi sono venduti con accordi più brevi o sul mercato spot. Nella pratica esistono formule ibride: quantità minime, clausole di destinazione, indicizzazioni e possibilità di rivendita determinano quanto un carico sia davvero flessibile.

I benchmark sono punti di riferimento, non prezzi universali pagati da tutti. Il Title Transfer Facility, TTF, è il principale riferimento europeo per il gas all'ingrosso; il Japan Korea Marker, JKM, rappresenta il mercato spot del GNL consegnato nell'Asia nordorientale; Henry Hub è un nodo fisico e finanziario di riferimento negli Stati Uniti; il Punto di Scambio Virtuale, PSV, è il punto virtuale di scambio e contrattazione sulla rete nazionale italiana, non un'infrastruttura fisica. Ciascuno riflette un luogo, un prodotto, un periodo di consegna e regole proprie. Confrontarli richiede unità coerenti e attenzione ai costi necessari per spostare fisicamente il gas fra le aree.

L'arbitraggio nasce quando la differenza fra prezzi potenziali supera i costi e i vincoli del trasferimento. Per un carico GNL bisogna considerare acquisto o indicizzazione del gas, liquefazione, nolo, combustibile, eventuali pedaggi, perdite operative, rigassificazione e capacità di rete. Conta anche il tempo: un prezzo osservato oggi può non essere quello disponibile all'arrivo della nave. Se il valore netto in Asia supera quello europeo, i cargo flessibili possono dirigersi a est; se accade il contrario, l'Europa può attrarne di più. I contratti possono però impedire o limitare la deviazione.

Il gas in condotta segue una logica in parte diversa. La rotta è fissa e la capacità viene spesso prenotata in anticipo; una volta disponibili gas e spazio, il costo di far fluire un'unità aggiuntiva non coincide con il costo complessivo dell'infrastruttura. Nel GNL ogni passaggio aggiunge un servizio distinto e la

nave rende visibile il costo della distanza. Questo non consente una regola generale secondo cui una soluzione sia sempre più economica dell'altra. Distanza, scala, utilizzo degli impianti, costo del capitale, contratti e condizioni di mercato cambiano il confronto.

Anche il prezzo della capacità può separarsi dal prezzo della molecola. Durante una fase di scarsità, possedere gas senza accesso a un terminale, a uno slot di scarico o a una condotta congestionata può non bastare. In una fase di abbondanza, invece, capacità prenotata e non usata resta un costo ma può rappresentare una riserva di flessibilità. Per questo sicurezza dell'approvvigionamento e prezzo non coincidono: più infrastrutture possono ampliare le opzioni, senza garantire automaticamente una bolletta inferiore o un beneficio economico netto.

Perché i rigassificatori contano in Italia

L'Italia mostra con chiarezza la differenza fra dipendenza dall'estero e diversificazione delle rotte. Nel 2025 la domanda nazionale di gas è stata 62,1 miliardi di m^3 e le importazioni lorde 61,6 miliardi di m^3. L'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, ARERA, calcola una dipendenza estera del 94,3% secondo la propria definizione. La vicinanza fra domanda e importazioni lorde non va usata per ricostruire autonomamente quella percentuale: produzione nazionale, esportazioni, stoccaggi e altre voci del bilancio rendono necessario seguire il perimetro statistico dell'Autorità.

Nello stesso anno le importazioni di GNL hanno raggiunto 21,2 miliardi di m^3, il 44% in più rispetto al 2024. In termini prudenti, circa un terzo del gas importato è quindi arrivato via mare. Il dato non indica indipendenza energetica: anche il GNL è importato. Indica piuttosto che una quota consistente non è stata vincolata a un'unica condotta internazionale e ha potuto utilizzare terminali collegati a fornitori e rotte marittime differenti.

La composizione delle importazioni conferma un sistema misto. Nel 2025 l'Algeria ha rappresentato il 36,1% delle importazioni lorde italiane ai punti di ingresso della rete nazionale e l'Azerbaigian il 16,2%, quote legate soprattutto alle direttrici di gasdotto. Gli Stati Uniti hanno fornito il 15,9% e il Qatar l'11,0%,

principalmente attraverso il GNL; Norvegia e Paesi Bassi insieme hanno rappresentato il 14,1%. Le categorie descrivono origini commerciali e fisiche in un sistema interconnesso, non percorsi sempre isolabili molecola per molecola. Mostrano comunque che gasdotti e terminali non sono alternative esclusive: compongono congiuntamente il portafoglio di approvvigionamento.

Nel 2025 il sistema italiano disponeva di cinque terminali: il terminale a terra di Panigaglia, la struttura offshore fissa Adriatic LNG al largo di Rovigo e tre unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione, o FSRU: OLT Toscana al largo di Livorno, Piombino e Ravenna, entrata in esercizio nello stesso anno. Per confrontarli occorre considerare le rispettive configurazioni e, dove esistono dati omogenei, distinguere il massimo autorizzato dall'erogazione effettiva.

Adriatic LNG offre un esempio concreto. Nel 2025 disponeva di 9,0 miliardi di m³ annui di capacità costante, a fronte di un massimo autorizzato di 9,6 miliardi. Nello stesso anno ha immesso in rete 8,2 miliardi di m³ ricevuti con 71 metaniere, equivalenti a oltre il 13% della domanda nazionale. I due valori descrivono rispettivamente la capacità costante offerta e il volume effettivamente immesso in rete.

OLT Toscana ha ottenuto nel 2023 l'autorizzazione a una capacità massima di 5 miliardi di m³ l'anno. Il dato non deve essere confuso con la capacità storicamente offerta o con il volume realmente rigassificato nel 2025, per il quale non è disponibile un confronto pubblico e omogeneo con tutti gli altri impianti. Piombino dispone di una capacità di rigassificazione di 5 miliardi di m³ l'anno e di circa 170.000 m³ di stoccaggio di GNL. Ravenna presenta la stessa scala dichiarata, 5 miliardi di m³ l'anno e circa 170.000 m³ di stoccaggio, ed è diventata operativa nel 2025. I volumi dei serbatoi sono espressi in GNL liquido; le capacità annue sono invece riferite al gas rigassificato. Sommarli o confrontarli direttamente sarebbe un errore di unità.

Nel complesso, i cinque impianti distribuiscono i punti di ingresso lungo più tratti della costa, ma la loro utilità dipende anche dalla rete nazionale, dalla possibilità di far fluire il gas verso le aree di domanda e dalla disponibilità di carichi. Una capacità non utilizzata non è automaticamente uno spreco: può

offrire ridondanza durante picchi o interruzioni, ma attribuirle un valore economico richiederebbe un'analisi separata.

Il cambiamento del 2025 va quindi letto senza toni celebrativi. L'aumento del GNL e l'avvio di Ravenna hanno ampliato il numero di rotte e fornitori potenziali; non hanno prodotto gas nazionale, eliminato la dipendenza dalle importazioni o garantito prezzi inferiori. La flessibilità resta limitata da contratti, disponibilità mondiale di liquefazione, navi, slot, capacità della rete e concorrenza di altri compratori. Il vantaggio documentabile è una maggiore diversificazione logistica: se una direttrice incontra un problema, esistono più punti attraverso cui cercare volumi alternativi. Il gas diventa davvero disponibile soltanto quando tutta la catena — origine, contratto, trasporto, terminale, rete e stoccaggio — funziona nello stesso momento.

Fonti e riferimenti

U.S. Department of Energy — Liquefied Natural Gas (LNG)
https://www.energy.gov/hgeo/liquefied-natural-gas-lng

U.S. Department of Energy — A Life Cycle Greenhouse Gas Perspective on Exporting Liquefied Natural Gas from the United States
https://www.energy.gov/documents/106-life-cycle-greenhouse-gas-perspective-exporting-liquefied-natural-gas-united-states

International Maritime Organization — IGC Code
https://www.imo.org/en/ourwork/safety/pages/igc-code.aspx

International Gas Union — World LNG Report 2026
https://www.igu.org/igu-reports/2026-world-lng-report

GIIGNL — Annual Report 2026
https://www.giignl.org/annual-report/2026

ARERA — I numeri della Relazione annuale 2026: dati 2025
https://www.arera.it/fileadmin/allegati/com_stampa/26/Comunicato_stampa_ARERA__I_numeri_della_Relazione_Annuale_2025.pdf

ARERA — Deliberazione 293/2025/R/gas: capacità del terminale OLT

https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/25/293-2025-R-gas.pdf

Adriatic LNG — Nel 2025 fornito oltre il 13% della domanda nazionale di gas
https://www.adriaticlng.it/en/media/press-releases/corporate/adriatic+lng+supplied+over+13+of+national+gas+demand+in+2025

Snam — Terminale di rigassificazione di Piombino
https://www.snam.it/en/we-snam/about-us/our-infrastructure/onshore-regasification-terminal/piombino.html

Snam — Terminale di rigassificazione di Ravenna
https://www.snam.it/en/we-snam/about-us/our-infrastructure/onshore-regasification-terminal/ravenna.html

03.10 Carbone

Il carbone non è una sola materia

Nel 2025 il carbone ha prodotto un terzo dell'elettricità mondiale e, al tempo stesso, è in forte arretramento nel sistema elettrico europeo. Come può la stessa materia essere centrale su una scala e residuale sull'altra? La prima risposta è che di carbone non esiste un solo materiale: sotto questa parola convivono sostanze diverse per origine, composizione e uso, che si comportano in modo differente nelle miniere, sui mercati, nelle centrali e nelle acciaierie. Chi maneggia questi materiali — minatori, operatori portuali, acquirenti di impianti — impara presto a distinguerli; il resto del mondo tende a vedere una sola materia nera. Gran parte degli equivoci sui numeri del carbone nasce da qui. Sapere quale carbone sta dietro a un numero cambia il significato del numero stesso: una tonnellata di lignite non è una tonnellata di antracite, e nemmeno una tonnellata di carbone termico è una tonnellata di carbone metallurgico.

Tutto il carbone nasce da materia vegetale accumulata in ambienti poveri di ossigeno — torbiere, paludi, piane costiere — e trasformata da seppellimento, pressione, temperatura e tempo. Mano a mano che la trasformazione avanza, il materiale diventa più ricco di carbonio e più povero di umidità: è il rango. Dalla torba si passa alla lignite, al carbone sub-bituminoso, al bituminoso e infine all'antracite. Il rango non è un dettaglio da laboratorio: decide quanta energia contiene una tonnellata, quanto fuma, come brucia e a quale uso è adatta. La lignite, per esempio, è un carbone giovane, umido e a basso contenuto energetico: trasportarla lontano significa spostare soprattutto acqua, e per questo viene in genere bruciata vicino alla miniera. L'antracite, all'estremo opposto, è una nicchia di qualità rispetto ai volumi mondiali; tra i due estremi, i giacimenti reali variano molto, e le classificazioni nazionali e internazionali non coincidono perfettamente tra loro. Per ottenere un gigajoule serve in genere più massa di lignite che di antracite, e questo rapporto tra massa ed energia accompagna ogni decisione economica della filiera.

Accanto al rango geologico esistono categorie commerciali, che rispondono a una domanda diversa: a cosa serve quel carbone. Il carbone termico, chiamato anche steam coal, è acquistato soprattutto per produrre calore ed elettricità. Il carbone metallurgico è destinato in primo luogo alla siderurgia: al suo interno l'hard coking coal ha le proprietà più pregiate per produrre coke, mentre i carboni semi-soft, con moderata capacità cokificante e impiegati in miscela per contenere i costi, e il PCI — il polverino di carbone iniettato negli altiforni — hanno specifiche e prezzi propri. Termico e metallurgico non sono sinonimi di un rango: esistono carboni bituminosi adatti all'uno e all'altro impiego, e la destinazione d'uso decide il mercato di riferimento.

A definire il valore di una partita intervengono poi parametri misurati su ogni carico: il potere calorifico, cioè l'energia per unità di massa, che va sempre dichiarato con la sua base di misura; l'umidità, che pesa sul trasporto; le ceneri, materiale minerale che non brucia; lo zolfo, che determina parte delle emissioni e dei costi per contenerle; la materia volatile e il carbonio fisso, che influenzano accensione e comportamento in cokeria; e impurità come mercurio, arsenico o fosforo, che dipendono dal singolo deposito. La base tal quale comprende l'umidità presente nel carico, mentre la base secca la esclude; il potere calorifico inferiore, o PCI, non considera recuperabile il calore impiegato per mantenere in forma di vapore l'acqua prodotta dalla combustione e quella già contenuta nel carbone. Dichiarare base e convenzione è quindi essenziale, perché l'acqua aumenta la massa trasportata e riduce il calore utile ottenibile da ogni tonnellata. Due prezzi per tonnellata non sono confrontabili se le partite non contengono la stessa energia. Per questo la tonnellata, nel parlare di carbone, è un'unità solo apparentemente semplice. La contabilità della qualità, inoltre, non è un lusso da specialisti: è ciò che permette a compratori e venditori di parlare la stessa lingua, e alle statistiche nazionali di essere confrontate senza errori.

Dalla miniera al prodotto vendibile

L'estrazione segue due vie principali. La miniera a cielo aperto rimuove suolo e roccia di copertura con escavatori, dragline e autocarri: rende accessibili banchi estesi e raggiunge produttività elevate, ma trasforma direttamente grandi

superfici e lascia un'impronta duratura sul paesaggio. La miniera sotterranea ha un'impronta superficiale più contenuta, ma porta con sé altri rischi: gas, polveri, incendi, crolli, allagamenti, e una deformazione del terreno — la subsidenza — che può manifestarsi sopra i vuoti scavati. La quota tra le due tecniche cambia radicalmente da Paese a Paese e da bacino a bacino: non esiste una proporzione mondiale valida ovunque. La scelta tra le due vie dipende dalla profondità del giacimento, dallo spessore degli strati, dalla geologia e dalle condizioni locali di sicurezza e di ambiente: non è una decisione ideologica, ma una questione di costi e di rischi.

Da qui in poi la materia prima si trasforma in prodotto. Il carbone estratto, che le statistiche chiamano talvolta grezzo, viene frantumato e vagliato, cioè diviso per pezzatura; poi arriva il lavaggio, con separazioni gravimetriche, cicloni, mezzi densi o flottazione, che rimuovono parte della roccia, delle ceneri e dello zolfo minerale. Il risultato è un prodotto più pulito e più denso di energia, che costa meno da trasportare. Ma il lavaggio consuma acqua e produce sterili e fanghi da gestire, e la resa dell'impianto — il rapporto tra prodotto vendibile e carbone in ingresso — può essere molto inferiore al cento per cento. Estratto e vendibile non sono la stessa grandezza: cambia la massa da trasportare, la cenere da smaltire e il valore che il mercato riconosce, e le statistiche nazionali che usano l'una o l'altra base non sono confrontabili senza attenzione. La preparazione, inoltre, non è identica per tutti i carboni: i carboni metallurgici richiedono specifiche più stringenti, e la loro lavorazione è spesso più curata di quella dei carboni termici.

Il carbone è relativamente semplice da immagazzinare: non richiede pressione, criogenia o una rete continua, e può restare accatastato all'aperto per settimane. Questa comodità ha però un conto. I cumuli si ossidano, possono autoriscaldarsi e incendiarsi, rilasciano polveri se non bagnati o coperti, e le acque piovane che li attraversano trasportano verso i corsi d'acqua parte di ciò che contengono. Le misure di controllo — bagnatura, compattazione, coperture, sistemi antincendio — sono parte ordinaria della gestione dei depositi, e i loro costi entrano nel conto finale della tonnellata.

Quello che colpisce, confrontando il carbone con le altre grandi fonti fossili, è il contrasto tra la semplicità del deposito e il costo dello spostamento. Una

tonnellata di carbone contiene in genere meno energia di una tonnellata di petrolio o di gas naturale liquefatto; per questo ogni chilometro in più pesa sul bilancio economico. La qualità — umidità, ceneri, potere calorifico — non è un ornamento statistico: decide quanta parte del carico è energia e quanta è zavorra.

Una merce pesante che viaggia meno di quanto sembra

La catena tipica parte dalla miniera, passa dall'impianto di preparazione, sale su un nastro, una ferrovia o una chiatta, arriva a un terminale di esportazione, sale su una nave portarinfuse, attraversa il mare, scende in un terminale di importazione e solo alla fine raggiunge l'utilizzatore: una centrale, una cokeria o un impianto industriale. Nei grandi Paesi produttori la parte più consistente del carbone non attraversa affatto il mare: nel 2024 soltanto circa il 18% della domanda mondiale è entrato nel commercio internazionale, per un totale di 1.544 milioni di tonnellate. È la prima lezione di scala: la maggior parte del carbone viene consumata nello stesso Paese che la estrae, e ogni anello della catena ha un costo proprio — per questo, nel carbone, la logistica conta quanto la geologia.

Il commercio internazionale conta però più di quanto la sua quota suggerisca, perché disegna la geografia dell'offerta e della domanda. Nel 2024 il totale di 1.544 milioni di tonnellate si divideva in 1.176 milioni di tonnellate di carboni termici e 368 milioni di tonnellate di carboni metallurgici: due mercati con qualità, rotte e dinamiche diverse. E oltre il novanta per cento dei volumi viaggiava via mare: il carbone è tra le grandi materie energetiche la più marittima, e questo spiega l'importanza di porti, terminali e navi portarinfuse.

La concentrazione è forte su entrambi i lati. Cina, India e Giappone assorbono insieme più del sessanta per cento delle importazioni mondiali; Indonesia, Australia e Russia coprono quasi il settantaquattro per cento delle esportazioni. Ogni esportatore ha il suo mix: l'Indonesia domina i volumi termici, l'Australia è decisiva sia nei carboni termici di qualità elevata sia in quelli metallurgici, la Russia serve soprattutto mercati asiatici e regionali. La concentrazione

dell'export in tre Paesi rende il mercato sensibile a eventi locali — un monsone, un incidente ferroviario, un porto congestionato — che in altre materie prime passerebbero inosservati.

Il valore di una tonnellata consegnata si costruisce lungo tutta questa strada: prezzo alla miniera, nolo marittimo, assicurazione, qualità, cambio, movimentazione e, dove esiste, il prezzo del carbonio. Un carbone economico alla bocca della miniera può diventare caro se la ferrovia è satura o il porto lontano; un carbone costoso può mantenere una nicchia se la qualità metallurgica lo giustifica. I noli, poi, oscillano con le condizioni del mercato navale: nei periodi di picco possono modificare sensibilmente il costo consegnato e la competitività tra bacini lontani e vicini. Per questo un prezzo del carbone senza benchmark, porto, qualità e periodo non significa nulla: i mercati di riferimento, come quelli asiatici del termico e dell'hard coking coal australiano, sono separati e misurano merci diverse. Il confronto tra i due mercati si vede anche nei flussi: il metallurgico viaggia in volumi minori ma su rotte più stabili, perché i clienti non possono cambiare qualità da un giorno all'altro.

La domanda commerciata, inoltre, è ancora più asiatica di quella complessiva: i tre grandi importatori sono Paesi asiatici, e gran parte del carbone marittimo percorre rotte relativamente brevi dentro la stessa regione. L'Europa importa ancora volumi non trascurabili, ma è ormai un compratore marginale su un mercato il cui centro è l'Asia, e non è più il mercato europeo a determinarne da solo prezzi e rotte.

Il baricentro asiatico

Nel 2024 la produzione mondiale di carbone ha superato i 9 miliardi di tonnellate — circa 9,1 miliardi secondo le stime consolidate dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) — e la domanda ha raggiunto 8.805 milioni di tonnellate, un livello che la stessa agenzia descrive come un massimo storico. La differenza tra produzione e domanda non va letta come un avanzo: le due grandezze seguono categorie, scorte e calendari statistici diversi, e non si sottraggono l'una dall'altra. Nel 2025 la domanda è rimasta di fatto sul record: il

consuntivo dell'IEA pubblicato nel 2026 indica un aumento dello 0,4%, pari a circa 30 milioni di tonnellate in più rispetto all'anno precedente. Il record del 2024 e il plateau del 2025 vanno letti insieme: la domanda mondiale non cresce più come negli anni Duemila, ma non scende nemmeno, e ogni piccola variazione cambia di segno il racconto globale.

Il peso dell'Asia è la chiave per capire la persistenza. La Cina da sola produce più carbone di ogni altro singolo Paese: 4.666 milioni di tonnellate nel 2024. Sul lato del consumo, l'agenzia stima che il Paese usi circa il trenta per cento di carbone in più di tutto il resto del mondo messo insieme, considerando la domanda di tutte le categorie; nel 2025 la sua domanda è rimasta quasi piatta, con un aumento dello 0,1% secondo il consuntivo. Non è crescita, ma è un livello talmente alto che ogni piccola variazione cinese sposta i bilanci mondiali più di interi Paesi europei. La domanda cinese, d'altra parte, non è un blocco monolitico: elettricità, acciaio, cemento e chimica seguono cicli propri, e negli ultimi anni sono stati soprattutto i settori non elettrici a tenere alto il consumo.

Attorno alla Cina, il resto dell'Asia disegna un quadro in movimento. India e Sud-est asiatico restano i principali poli di crescita di medio periodo; gli Stati Uniti, al contrario, restano grandi produttori ma hanno ridotto in modo strutturale il proprio consumo. L'India, in particolare, è il laboratorio della prossima fase: un sistema elettrico in crescita rapidissima, carbone abbondante e domestico, e rinnovabili che crescono ma da una base ancora piccola. Un singolo anno non dimostra un'inversione di tendenza: la domanda asiatica dipende da fattori che cambiano di stagione in stagione — piogge, temperature, produzione industriale — e un anno favorevole all'idroelettrico o sfavorevole alla crescita può far scendere temporaneamente anche i consumi di carbone. La lettura giusta è di lungo periodo.

Questa concentrazione dà alla domanda asiatica un peso decisivo nei bilanci mondiali. Una variazione anche piccola in Cina può superare il consumo di interi Paesi; la crescita dell'India e del Sud-est asiatico orienta investimenti, miniere e rotte commerciali; gli andamenti di piogge, temperature e produzione industriale nella regione possono cambiare il segno del totale globale da un anno all'altro.

Restano le riserve, cioè la parte del carbone che, in una determinata valutazione, è considerata estraibile nelle condizioni tecniche, economiche e normative del momento. Non vanno trasformate in una data di esaurimento. Dividere le riserve per la produzione annuale restituisce un numero di anni, ma quel numero cambia con prezzi, tecnologie, norme, esplorazioni e riclassificazioni: non è un conto alla rovescia. Le riserve sono quindi una classificazione economica e tecnica, non un volume immutabile del sottosuolo.

Un terzo dell'elettricità mondiale

Il punto in cui il carbone è più visibile è l'elettricità. Nel 2025 le centrali a carbone hanno generato 10.476 terawattora — un terawattora è mille miliardi di wattora — il 33,0% dell'elettricità mondiale: una quantità in calo di 63 terawattora rispetto al 2024, ma ancora enorme. Nello stesso anno, per la prima volta nel sistema elettrico moderno, le rinnovabili hanno superato il carbone, con 10.730 terawattora e il 33,8% del totale. Attenzione alle grandezze: sono dati di generazione elettrica, non di energia primaria, e i terawattora non si convertono in tonnellate con un coefficiente universale.

La geografia elettrica è ancora più asiatica di quella complessiva: l'Asia produce l'82% dell'elettricità mondiale da carbone e, nella definizione continentale usata da Ember — che comprende sia i giganti industriali sia i sistemi più piccoli del Sud-est asiatico — il carbone copre il 52% dell'elettricità asiatica, restando la prima fonte della regione. In Europa e in Nord America la quota è invece crollata.

La quota del carbone scende da anni, ma il livello assoluto resta vicino al record: è la combinazione che genera i titoli più ambigui. Il motivo è semplice: la domanda mondiale di elettricità cresce, e il carbone continua a coprirne una parte enorme insieme alle altre fonti. Per dare un'idea della materia dietro i terawattora, l'IEA stima che nel 2024 la generazione elettrica abbia assorbito 5.946 milioni di tonnellate di carbone, circa due terzi della domanda mondiale. Il collegamento tra tonnellate ed elettricità è però sempre indiretto: qualità del carbone e rendimento delle centrali variano, e una conversione unica non esiste. Il calo della quota, inoltre, non è lineare: negli anni in cui il gas rincara o

l'idroelettrico scarseggia, gli impianti esistenti possono tornare a produrre di più.

Quello che conta, per ora, è la scala: un terzo dell'elettricità del pianeta nasce da una materia che in molti Paesi europei è diventata marginale, e il carbone resta il singolo combustibile più utilizzato al mondo per l'elettricità. La disponibilità di miniere domestiche, il basso costo dell'approvvigionamento e la lunga vita tecnica delle centrali esistenti aiutano a spiegare perché conservi un ruolo centrale soprattutto nei sistemi asiatici in rapida crescita.

Oltre le centrali

Dire carbone ed elettricità copre solo una parte della storia. Circa un terzo della domanda mondiale non passa dalle centrali, e in quel terzo il carbone non è un combustibile qualsiasi. Per il 2024 l'IEA stima gli usi non elettrici dei soli carboni termici e della lignite — la famiglia che esclude i carboni metallurgici, classificati a parte — in 1.757 milioni di tonnellate, circa il 23% del consumo di quella famiglia. È una quota che basta a ricordare che cemento, calce, allumina, carta, calore industriale e una parte della chimica continuano a dipendere dal carbone. Questi impieghi hanno una caratteristica comune: non possono essere spostati altrove con un semplice cavo elettrico, e in molti casi richiedono calore ad alta temperatura o reazioni chimiche specifiche che un combustibile solido può fornire a costi contenuti. La distinzione tra usi elettrici e usi non elettrici è il primo filtro per capire quanto del carbone mondiale sia sostituibile in fretta e quanto no.

Il caso più importante è la siderurgia. Il carbone metallurgico viene riscaldato senza ossigeno nelle cokerie: rammollisce, rigonfia e risolidifica in un materiale poroso e resistente, il coke. Nell'altoforno il coke svolge tre funzioni insieme: fornisce calore, produce i gas riducenti che strappano l'ossigeno al minerale di ferro e forma la struttura permeabile che sostiene il carico lasciando passare i gas. Nessuna di queste funzioni è banale da sostituire. Il carbone PCI, iniettato polverizzato, può ridurre la quantità di coke necessaria, ma non richiede le stesse proprietà di cokificazione: sono materiali diversi, con mercati e specifiche diverse.

La domanda metallurgica è più resistente di quella elettrica, perché le alternative richiedono impianti, materie prime ed energia differenti. Una proiezione dell'IEA pubblicata a fine 2025 stimava per quell'anno una domanda mondiale di carboni metallurgici di circa 1.114 milioni di tonnellate, quasi stabile sul 2024 e per circa due terzi cinese: è una previsione, non ancora un consuntivo. Sarebbe un errore tradurre questi numeri nella quota di acciaio fatto col carbone: i percorsi produttivi, il ricorso al rottame, il coke acquistato e il carbonio di processo richiedono denominatori differenti. Per questo i mercati metallurgici reagiscono in modo diverso dai mercati termici alle oscillazioni della domanda globale: la loro base di clienti è piccola, concentrata e poco disposta a cambiare fornitura.

Gli usi non elettrici seguono tempi diversi da quelli delle centrali. Nella siderurgia e in altri processi industriali la sostituzione è più lenta, perché dipende da reazioni chimiche e condizioni fisiche specifiche, da investimenti enormi e da materie prime alternative che ancora non esistono ovunque alla scala richiesta. Le stesse tonnellate hanno quindi storie e orizzonti diversi a seconda della porta da cui escono: dalla ciminiera di una centrale o dal boccaforno di un altoforno.

Il costo che resta nei territori

Ogni fase della filiera lascia un segno, e i segni non sono intercambiabili: quelli della miniera non assomigliano a quelli della combustione. Le miniere a cielo aperto rimuovono suolo, vegetazione e roccia di copertura, frammentano gli habitat e accumulano enormi cumuli di sterile; quelle sotterranee possono deformare il terreno e alterare i drenaggi. La geologia del giacimento decide in buona parte quale impronta lascerà la miniera: strati spessi e superficiali favoriscono il cielo aperto, vene profonde e contorte spingono al sotterraneo, e con esso a rischi diversi. Quando pirite e altri solfuri esposti reagiscono con acqua e ossigeno si forma il drenaggio acido, che mobilita ferro e metalli e può persistere per decenni anche dopo la chiusura; è uno dei lasciti più difficili da gestire, perché non si spegne con la fine dell'attività e le tecnologie di trattamento costano per decenni. Il lavaggio, dal canto suo, produce acque, fanghi e bacini di sterili: la rottura di un argine è un evento raro ma devastante.

Trasporto e stoccaggio aggiungono polveri: frantumazione, nastri, ferrovie, terminali e cumuli emettono particolato se non vengono controllati con bagnature o coperture. L'ossidazione può autoriscaldare i cumuli e i giacimenti stessi, e gli incendi, anche sotterranei, possono durare a lungo liberando gas e polveri. Manca una misura mondiale comparabile dell'area o della popolazione esposta: per questo è più onesto parlare di casi ben misurati che di un totale globale.

Il lavoro in miniera riunisce rischi acuti e cronici particolarmente gravi. I pericoli acuti sono esplosioni di metano e di polvere di carbone, crolli, incendi, allagamenti, macchinari e trasporti; i numeri sui morti assoluti dipendono dalla scala e dalla copertura del sistema statistico, e per confrontare Paesi servono tassi per ore lavorate o per addetti, con la stessa definizione. La sicurezza, inoltre, non è uguale ovunque: i sistemi statistici coprono le miniere in modo molto diverso, e un confronto tra Paesi che ignori questa copertura dice poco. Accanto ai rischi acuti ci sono quelli che si manifestano dopo anni. La pneumoconiosi dei minatori, malattia polmonare prevenibile causata dall'inalazione di polveri respirabili, può progredire anche dopo la fine dell'esposizione: negli Stati Uniti, i certificati di morte analizzati dai CDC/NIOSH — i centri federali per il controllo delle malattie e il loro istituto per la sicurezza e la salute sul lavoro — registrano 4.344 decessi con questa malattia come causa sottostante tra il 1999 e il 2016, tra i residenti di 25 anni e oltre. È un dato nazionale, con i suoi limiti diagnostici, e non può essere esteso al resto del mondo. Forme gravi della malattia, come la fibrosi massiva progressiva, sono riapparse negli ultimi decenni tra minatori con lunga anzianità, e la sorveglianza sanitaria di questi lavoratori resta una questione di sanità pubblica.

La combustione concentra in un solo passaggio ciò che miniera e trasporto distribuiscono sul territorio: CO_2 e, secondo qualità e controlli, anidride solforosa, ossidi di azoto, particolato, mercurio e altri metalli. Per dare un'idea dell'intensità, i fattori inventariali dell'IPCC — il gruppo di esperti sul clima delle Nazioni Unite — valgono 94,6 chilogrammi di CO_2 per gigajoule per il carbone bituminoso e 101 per la lignite, su potere calorifico inferiore: sono fattori diretti di combustione, non intensità per chilowattora e non includono il ciclo di vita. Il confronto tra fonti, su questo punto, va fatto con attenzione: l'intensità di CO_2

per unità di energia del carbone è la più alta tra i combustibili fossili, ma le emissioni effettive di un sistema elettrico dipendono da quanto carbone brucia e da come. Restano poi le ceneri volanti e pesanti, residui di grande volume; dagli impianti di desolforazione proviene anche gesso. Una parte di questi materiali trova impiego nei prodotti da costruzione, ma il riutilizzo non elimina discariche, bacini, lisciviazione e rischio di cedimenti. Il particolato e i metalli emessi dalla combustione, infine, non restano confinati al camino: possono essere trasportati dai venti e depositarsi su suoli e acque.

Le miniere rilasciano anche metano, il gas che si accumula nei giacimenti e viene liberato durante l'estrazione, con la ventilazione e dopo la chiusura. La ventilazione è necessaria per la sicurezza, ma trasferisce in atmosfera un gas a forte effetto serra; in alcuni siti le concentrazioni più alte vengono drenate e utilizzate. Le stime divergono molto — inventari nazionali, modelli dell'IEA e osservazioni satellitari usano metodi diversi — e non consentono di riassumere il fenomeno con un unico valore mondiale senza specificare fonte e perimetro.

Infine i territori. Miniere, ferrovie, porti, centrali e cokerie concentrano salari, appalti e gettito fiscale, e la loro chiusura non è soltanto la sostituzione di terawattora: comporta pensionamenti anticipati, perdita di reddito per famiglie e fornitori, bonifiche, messa in sicurezza e riuso di terreni, reti e infrastrutture. L'occupazione mondiale della filiera è uno dei numeri più fragili che esistano: le statistiche nazionali includono o escludono appaltatori, trasporti e indotto in modi diversi, e sommarle produrrebbe un totale falso. La via onesta è raccontare casi nazionali o territoriali separati, con definizioni omogenee, affiancando ai numeri la qualità del lavoro e la durata delle conseguenze.

Europa e Italia

La contrazione europea è reale e misurabile. Secondo i dati preliminari di Eurostat, l'ufficio statistico dell'Unione europea, nel 2025 l'Unione ha consumato 107,1 milioni di tonnellate di hard coal — il carbone duro, che comprende bituminoso e antracite — e 184,7 milioni di tonnellate di lignite. Rispetto al 2018, entrambi i consumi si sono circa dimezzati. Le due categorie non vanno sommate senza un contenuto energetico, ma il quadro è chiaro:

nell'elettricità dell'Unione l'hard coal copre circa il 4% e la lignite circa il 5%, contro quote a due cifre di pochi anni fa.

La produzione è ormai concentrata in due Paesi: i produttori rimasti di hard coal sono la Polonia e la Cechia, con una netta prevalenza polacca. La dipendenza dalle importazioni resta però significativa: nel 2024 l'Unione importava il 57,2% dell'hard coal che consumava, il livello più basso dal 2007 ma ancora sostanziale. I volumi importati dalla Russia sono scesi a meno di 0,25 milioni di tonnellate nel 2024, il 99,5% in meno rispetto al 2021: un esempio compatto di quanto rapidamente possano essere riallocate le rotte commerciali, senza che per questo scompaia la dipendenza dalle importazioni.

L'Italia è il punto d'arrivo di questa curva. Il Paese dipende dalle importazioni per il carbone che consuma. Sul fronte elettrico, la produzione netta da carbone è stata di 2.975 gigawattora nel 2025 — un gigawattora è un milione di kilowattora — il 13,5% in meno rispetto al 2024 e circa l'1,1% della produzione netta nazionale: quest'ultima quota è un'elaborazione dell'autore sui dati di Terna, il gestore della rete elettrica italiana (2.975 gigawattora su 268.420). Il dato misura ormai un contributo marginale al sistema elettrico nazionale, dopo una discesa iniziata anni prima.

Sul fronte della materia, però, il Paese resta un importatore non trascurabile. Secondo i dati preliminari di Eurostat, nel 2025 il consumo italiano di hard coal è stato di 3,15 milioni di tonnellate e le importazioni di 3,11 milioni; il consumo di coking coal, utilizzato per produrre coke in siderurgia, è stato di 1,42 milioni di tonnellate. Questi valori non vanno sommati né sottratti tra loro per ricavare un presunto carbone termico: la contabilità statistica e gli usi industriali seguono relazioni diverse. Il dato utile è un altro: l'uscita del carbone dall'elettricità non ha azzerato gli usi industriali, e la siderurgia italiana continua a dipendere da carboni metallurgici importati.

Su questo sfondo si è mossa la politica. Il precedente indirizzo di pianificazione puntava a uscire dal carbone nella generazione elettrica nel 2025, con vincoli specifici per la Sardegna legati alla sicurezza del sistema e alle nuove infrastrutture di rete. La legge 10 aprile 2026, n. 49 ha poi fissato al 31 dicembre 2038 la cessazione dell'operatività delle centrali a carbone in

esercizio per la produzione di energia elettrica. Il 2038 è dunque il nuovo termine legale massimo, non una previsione che ogni centrale produrrà fino a quella data né un ritorno ai livelli del passato. Operatività, disponibilità, riserva e dismissione sono condizioni distinte: la scadenza legislativa non descrive da sola il calendario di produzione dei singoli impianti.

Restano i territori. Nel Sulcis, a Brindisi, a Civitavecchia e nelle aree industriali del Nordest, la transizione coinvolge siti minerari, portuali o termoelettrici con storie e infrastrutture differenti. Per ognuno di questi luoghi la questione non è soltanto quali terawattora verranno sostituiti, ma che cosa accadrà a lavoro, gettito, bonifiche e riuso delle aree: le decisioni si giocano nei prossimi anni, mentre i progetti di riconversione impiegano più tempo delle scadenze legislative a maturare.

Il confronto tra l'Europa e il resto del mondo non autorizza alcun annuncio: non esiste una data mondiale per la fine del carbone. La transizione può essere già molto avanzata in alcuni sistemi elettrici — come dimostrano l'Unione europea e l'Italia — e molto più lenta in altri territori e in altri usi, a cominciare dalla siderurgia. Le curve si separano: quella dell'elettricità europea scende, quella della domanda mondiale resta alta e si sposta verso l'Asia, quella del carbone metallurgico tiene. Capire che sono storie diverse, con tempi e strumenti diversi, è il primo passo per non confondere un declino regionale con una fine imminente, né una persistenza mondiale con l'assenza di cambiamento.

Fonti e riferimenti

International Energy Agency — Coal 2025, Trade
https://www.iea.org/reports/coal-2025/trade

International Energy Agency — Coal 2025, Supply
https://www.iea.org/reports/coal-2025/supply

International Energy Agency — Coal 2025, Demand
https://www.iea.org/reports/coal-2025/demand

International Energy Agency — Global Energy Review 2026, Coal
https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2026/coal

Ember — Global Electricity Review 2026
https://ember-energy.org/latest-insights/global-electricity-review-2026/2025-in-review/

IPCC — 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2: Energy
https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html

CDC/NIOSH — Coal Workers' Pneumoconiosis and Years of Potential Life Lost, 1999–2016, United States (MMWR, 2018)
https://www.cdc.gov/mmwr/volumes/67/wr/mm6730a3.htm

Eurostat — Coal production and consumption statistics
https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Coal_production_and_consumption_statistics

Eurostat — Solid fossil fuels (dataset nrg_cb_sff)
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_cb_sff/default/table?lang=en

Terna — Rapporto mensile dicembre 2025
https://download.terna.it/terna/Rapporto_mensile_dicembre_25_8de58e4159b881a.pdf

Normattiva — Legge 10 aprile 2026, n. 49
https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:legge:2026-04-10;49

U.S. Energy Information Administration — Coal and the environment
https://www.eia.gov/energyexplained/coal/coal-and-the-environment.php

Commissione europea — Initiative for coal regions in transition
https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/eu-coal-regions/initiative-coal-regions-transition_en

03.11 — Biomasse, biogas e biometano

La parola biomassa sembra indicare una fonte unica, ma descrive una famiglia di materiali molto diversi. Un residuo di potatura, un tronco, un refluo zootecnico, uno scarto alimentare e una coltura seminata per produrre energia hanno origini, costi e conseguenze differenti. Possono diventare calore, elettricità, gas, combustibili liquidi o materia organica da restituire al terreno. Per capire che cosa rappresenta l'energia da biomassa bisogna quindi seguire la materia prima fino al prodotto finale, senza fermarsi all'etichetta rinnovabile.

La domanda decisiva non è soltanto quanta energia contiene un materiale, ma quale funzione svolgeva prima di essere usato e che cosa sostituisce dopo la trasformazione. Un residuo può essere davvero disponibile oppure servire al suolo, agli animali o a un processo industriale. Un rifiuto organico può produrre biogas e, nello stesso tempo, richiedere selezione e trattamento. Una coltura dedicata può generare un combustibile, ma occupare terra, acqua e fertilizzanti. La stessa tecnologia può dunque produrre un risultato climatico e sociale diverso quando cambia la materia prima.

Una materia prima non vale l’altra

La biomassa primaria è materia biologica prodotta da foreste, agricoltura o allevamento. I residui sono materiali secondari di un'attività principale: paglia, potature, segatura, sottoprodotti agroalimentari e reflui. Un sottoprodotto può avere un uso economico e non deve essere trattato automaticamente come rifiuto. Un rifiuto è invece inserito in un sistema di raccolta e gestione con requisiti propri, contaminanti possibili e costi di trattamento. Infine ci sono le colture dedicate, piantate o mantenute con l'obiettivo di produrre energia. Queste categorie non sono intercambiabili.

La distinzione conta perché la quantità fisicamente presente non coincide con quella sostenibile da raccogliere. Lasciare parte dei residui agricoli sul campo può servire a proteggere il suolo e restituire nutrienti. Il legno morto e alcune componenti forestali hanno funzioni ecologiche. Un residuo alimentare può essere destinato a mangime o ad altro processo. Prima di chiamare

“disponibile” una quantità di biomassa occorre quindi sottrarre gli usi alternativi, i vincoli di raccolta, le distanze e la quota necessaria agli ecosistemi.

Nel 2023 l'Agenzia internazionale dell'energia (IEA, dall'inglese International Energy Agency) stimava una domanda di combustibili rinnovabili pari a 22 exajoule (EJ) nell'industria, negli edifici e nei trasporti: il 5% dell'energia consumata in quei settori secondo il perimetro dell'agenzia. All'interno di questo totale, la bioenergia solida moderna rappresentava il 75%, i biocarburanti liquidi il 20% e l'insieme di biogas e biometano il 5%. Sono quote interne a una definizione precisa: non descrivono tutta l'energia mondiale e non devono essere sommate a quote riferite alla sola elettricità.

La stessa fonte separa circa 16 EJ di biomassa solida moderna da circa 19 EJ di usi tradizionali della biomassa. La prima riguarda filiere industriali e apparecchi moderni; la seconda è legata soprattutto a cottura e riscaldamento. La distinzione non è solo statistica: cambiano apparecchi, esposizione all'inquinamento, accesso all'energia, efficienza e condizioni di vita. Un unico totale senza questa separazione nasconderebbe due sistemi energetici differenti.

Dalla foresta e dai campi al deposito

Il liquore nero (o liscivia nera) delle cartiere, infine, è un residuo ricco di lignina bruciato soprattutto nello stesso stabilimento per produrre energia e recuperare i reagenti del processo. In questo caso il combustibile nasce dentro un ciclo industriale già esistente e il suo valore dipende dal sistema di recupero della cartiera.

Nella filiera forestale gli alberi destinati al legname vengono abbattuti, sramati e tagliati. I tronchi commerciabili partono per segherie e cartiere; cime, rami e pezzi difettosi possono restare dispersi sul terreno oppure essere concentrati dalle macchine in piazzole e a bordo strada. Qui il materiale viene lasciato asciugare, raccolto con un caricatore e cippato da una macchina mobile, oppure trasportato ancora intero verso un deposito. Il deposito riceve lotti da più cantieri, elimina terra, pietre e pezzi fuori misura, forma cumuli coperti e alimenta i camion diretti all'impianto. Non tutto ciò che rimane dopo il taglio è

quindi combustibile disponibile: una quota deve restare nel bosco per nutrienti, suolo, legno morto e habitat, mentre pendenze e distanza possono rendere antieconomico il recupero di un'altra quota.

La filiera agricola cambia con il residuo. La paglia viene raccolta dopo la mietitura e pressata in balle; le potature di vigneti, oliveti e frutteti possono essere trinciate sul posto, raccolte in file sul terreno e caricate, oppure trasformate in cippato. Gusci, sansa e noccioli sono già concentrati presso frantoi e stabilimenti, perciò evitano la raccolta dispersa nei campi. Le colture dedicate seguono invece una vera campagna agricola: semina o impianto, fertilizzazione, raccolta, trinciatura o imballatura e stoccaggio stagionale. Una centrale che funziona tutto l'anno deve assicurarsi in poche settimane una parte rilevante del combustibile dei mesi successivi, attraverso terreni propri o contratti con molti fornitori.

Umidità e volume determinano quanti mezzi e quanto magazzino servono. Il Centro comune di ricerca della Commissione europea (JRC, dall'inglese Joint Research Centre) indica per il cippato un'umidità tipica del 30–55%, un potere calorifico inferiore di 7–12 megajoule per chilogrammo e una densità apparente di 0,20–0,30 tonnellate per metro cubo. Per i pellet riporta invece 7–10% di umidità, 15–17 megajoule per chilogrammo e 0,55–0,80 tonnellate per metro cubo. A parità di volume il pellet può quindi trasportare molta più energia, ma prima occorre essiccare, macinare, comprimere, raffreddare e vagliare la materia prima.

Un calcolo esemplificativo rende visibile la scala. Una centrale elettrica da 10 megawatt che lavori 8.000 ore l'anno produce 80 gigawattora. Con un rendimento elettrico del 30% richiede circa 960 terajoule di combustibile. Se usa cippato da 9 gigajoule per tonnellata, valore interno all'intervallo del JRC, deve ricevere circa 107.000 tonnellate l'anno. Divise in carichi netti ipotetici da 25 tonnellate, sono circa 4.300 consegne, in media quasi 12 camion al giorno per tutti i giorni dell'anno. Non è il dato di una centrale reale, ma mostra perché raggio di raccolta, strade, orari, piazzale e scorte siano parte dell'impianto quanto la caldaia.

Il combustibile non passa necessariamente direttamente dal bosco alla centrale. Uno studio pubblicato da IEA Bioenergy nel 2023, riferito alle filiere forestali della Nuova Zelanda, ha modellato centri di raccolta nei quali i residui vengono vagliati, conservati al coperto su pavimenti ventilati e lasciati asciugare per due o tre mesi. Nel caso studiato, il materiale usciva con il 40% di umidità e circa 8,9 gigajoule per tonnellata; il solo funzionamento del centro era stimato in circa 6 dollari neozelandesi per tonnellata, pari a 0,67 dollari per gigajoule. Costi e valori non sono trasferibili automaticamente all'Italia, ma rendono concreto il servizio acquistato: trasformare residui irregolari e stagionali in un combustibile consegnabile con continuità.

Bruciare, gassificare, pirolizzare

La combustione ossida la biomassa con ossigeno e produce calore. Il calore può servire direttamente, riscaldare acqua o generare vapore. In una centrale, il vapore aziona una turbina e una parte dell'energia del combustibile diventa elettricità. Il resto è calore: se viene usato da una rete o da un processo industriale è calore utile; se viene scaricato nell'ambiente non è un servizio consegnato.

La cogenerazione produce insieme elettricità e calore. Il rendimento complessivo può essere elevato quando esiste una domanda termica continua, ma non bisogna sommare elettricità e calore come se fossero lo stesso prodotto. Il valore economico dipende dalla possibilità di vendere entrambi e dalla regolarità della domanda. Un motore fermo per mancanza di substrato o una rete termica senza utenti riducono la produzione effettiva, anche se la potenza installata resta invariata.

La gassificazione usa meno ossigeno di quello necessario alla combustione completa e produce syngas, una miscela di gas combustibili e non combustibili che deve essere depurata da catrami, particolato e altre impurità. Non è biometano: nasce da una conversione termochimica e ha un trattamento diverso. La pirolisi riscalda invece la materia in assenza quasi completa di ossigeno e produce gas, bio-olio e biochar. Il biochar non comporta

automaticamente una rimozione di anidride carbonica (CO_2) dall'atmosfera: il risultato dipende dalla sua destinazione e dalla permanenza del carbonio.

Alla fine del 2024 l'Agenzia internazionale per le energie rinnovabili (IRENA, dall'inglese International Renewable Energy Agency) registrava nel mondo circa 151 gigawatt (GW) di capacità elettrica alimentata da bioenergia. Di questi, circa 4,6 GW erano stati aggiunti nel corso del 2024. Un'altra statistica IRENA indica invece circa 632 terawattora (TWh) di elettricità effettivamente prodotta da bioenergia nel 2023. I due numeri non misurano la stessa cosa e si riferiscono anche ad anni diversi: i 151 GW descrivono la potenza nominale complessiva degli impianti alla fine del 2024, mentre i 632 TWh descrivono l'energia generata nell'intero 2023. Entrambi i dati comprendono diverse forme di bioenergia e non riguardano soltanto le centrali alimentate a legna.

Dal digestore al biogas

La digestione anaerobica è una trasformazione biologica senza ossigeno, ma prima del digestore esiste una filiera di raccolta. L'Agenzia internazionale dell'energia distingue più di trenta materie prime, raggruppate in residui colturali, reflui animali, rifiuti organici e biomasse legnose. Il JRC separa inoltre i processi umidi, con non più del 15% circa di sostanza secca, da quelli a secco, che trattano miscele con il 15–40%. Questa differenza decide se il materiale può essere pompato oppure deve essere spostato con pale, tramogge e coclee.

I reflui liquidi nascono nelle stalle e nelle vasche di raccolta. Raschiatori o sistemi di lavaggio li convogliano in una prevasca; da lì possono raggiungere un digestore aziendale attraverso tubazioni oppure essere caricati su autobotti se l'impianto serve più allevamenti. Il letame solido viene invece movimentato con pale e cassoni. È una materia molto diluita: nelle ipotesi regolatorie del JRC il refluo contiene circa il 90% di acqua. Trasportarlo lontano significa quindi spostare soprattutto acqua, uno dei motivi per cui molti digestori agricoli sorgono presso l'allevamento o nel suo bacino immediato.

Mais insilato e altre colture non vengono raccolti giorno per giorno. Una trincia semovente taglia e sminuzza la pianta durante la campagna di raccolta; rimorchi e camion portano il materiale a grandi trincee, dove viene compattato

e coperto per conservarlo senza aria. Per mesi il digestore viene poi alimentato prelevando ogni giorno una porzione di quella scorta. Paglia e altri residui secchi richiedono invece triturazione e spesso miscelazione con substrati più umidi. Scarti di caseifici, zuccherifici, birrifici e industrie alimentari possono arrivare in cisterna o in cassone, ma quantità e composizione dipendono dai cicli produttivi e dai contratti con i fornitori.

La frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) segue ancora un'altra strada. Viene separata nelle abitazioni e nelle attività commerciali, raccolta dai mezzi del servizio rifiuti e portata a un impianto o a una stazione di trasferimento. Prima della digestione deve essere aperta, triturata o spappolata e liberata per quanto possibile da sacchetti, metalli, vetro, sabbia e altri contaminanti; alcuni flussi richiedono anche igienizzazione. I fanghi di depurazione sono già concentrati negli impianti di trattamento delle acque e possono essere digeriti sul posto. Chiamare entrambi semplicemente “rifiuti” nasconde dunque due reti logistiche completamente diverse.

La materia viene pesata all'ingresso, campionata e dosata per mantenere stabile il rapporto fra carbonio e azoto, la sostanza secca e il carico organico. La codigestione combina più substrati proprio per stabilizzare il processo e aumentare la resa. Il flusso non finisce con il gas: quasi tutta la massa non convertita deve uscire come digestato, essere stoccata e poi riportata ai campi o trattata. Una filiera a biogas ha perciò traffico in entrata e in uscita, vasche sufficienti per i periodi in cui lo spandimento non è consentito e accordi sia per ricevere substrati sia per collocare nutrienti.

Anche la quantità necessaria cambia enormemente con il substrato. Per un confronto regolatorio il JRC attribuisce a una tonnellata fresca circa 4,16 gigajoule di biogas nel caso del mais insilato, 0,50 per i reflui e 3,41 per i rifiuti organici. Un motore da 1 megawatt elettrico, ipotizzato per 8.000 ore e con rendimento elettrico del 40%, richiederebbe 72 terajoule di biogas: circa 17.000 tonnellate annue di mais, 144.000 di reflui oppure 21.000 di rifiuti organici se funzionasse con un solo substrato. Gli impianti reali usano spesso miscele e rese proprie, ma l'ordine di grandezza spiega perché una stessa potenza possa corrispondere a pochi carichi giornalieri o a una rete continua di tubazioni e autobotti.

La temperatura è una delle condizioni operative. La modalità detta mesofila utilizza comunità di microrganismi adattate a temperature moderate e si svolge comunemente fra 35 e 40 °C. La modalità termofila impiega invece microrganismi adattati a temperature più elevate e opera spesso fra 50 e 57 °C. La seconda può accelerare alcuni processi, ma richiede più calore e un controllo più delicato. Sono intervalli descrittivi, non impostazioni universali: ogni impianto deve adattare tempo di permanenza, carico organico, miscelazione e grado di acidità, misurato attraverso il pH, al substrato.

Il metano puro ha un PCI di circa 35–36 megajoule per metro cubo normale (MJ/Nm³), cioè per un volume riportato a condizioni di riferimento; a parità di temperatura e pressione, il biometano ha un PCI indicativo anch'esso intorno a 35–36 MJ/Nm³. Il confronto richiede quindi che le condizioni volumetriche siano le medesime.

Il biogas può alimentare una caldaia o un motore per produrre calore ed elettricità. In entrambi i casi una parte dell'energia resta nel digestato e una parte è consumata da pompe, miscelatori, riscaldamento e trattamento del gas. La produzione lorda non coincide quindi con quella netta. Anche il gas bruciato in torcia o perso durante il funzionamento riduce il prodotto effettivamente disponibile.

Il vantaggio più concreto della digestione dei reflui può essere la gestione del metano che altrimenti si formerebbe durante lo stoccaggio. Non basta però installare un digestore: coperture, valvole, vasche, upgrading e manutenzione devono limitare le perdite. L'IEA riporta evidenze di perdite fra il 2% e il 5,5% dell'output in impianti di biogas e biometano con pratiche correnti. È un intervallo di evidenze, non la media di ogni impianto, ma mostra perché la misurazione del metano sia parte del bilancio e non un dettaglio tecnico.

Quando il biogas diventa biometano

L'upgrading rimuove soprattutto la CO_2 e le impurità. Può usare lavaggio ad acqua, assorbimento chimico, assorbimento a pressione variabile o membrane. Il gas deve essere deumidificato e controllato per zolfo, ossigeno, silossani e altri composti. Solo dopo il rispetto dei requisiti del gestore può essere

immesso nella rete o compresso per altri usi. Il biometano è dunque un prodotto purificato, non semplicemente biogas con un nome diverso.

La produzione globale di biometano superava 8 miliardi di metri cubi nel 2023 secondo l'IEA, ma questa è una quantità fisica di prodotto purificato. Le proiezioni espresse in miliardi di metri cubi equivalenti di gas naturale (bcme) misurano invece un contenuto energetico e possono aggregare biogas e biometano: non vanno quindi confrontate direttamente con il volume del solo biometano.

Nel rapporto Renewables 2024, l'IEA prevede che la domanda mondiale di biogas e biometano cresca di circa il 30% fra il 2024 e il 2030, fino a quasi 2.270 petajoule (PJ), equivalenti a circa 59 miliardi di metri cubi di gas naturale equivalente (bcme) l'anno. La percentuale usa dunque il 2024 come anno base; non descrive il passaggio dai dati fisici del 2023 appena citati al valore del 2030. Il potenziale tecnico resta molto più alto: l'IEA stima oltre 1.000 miliardi di metri cubi equivalenti annui, ma potenziale tecnico e produzione economicamente realizzabile non coincidono.

L'Europa mostra una filiera più infrastrutturata. L'Associazione europea del biogas riportava per il 2024 circa 22 miliardi di metri cubi di biogas e biometano in Europa, di cui 19 miliardi nell'Unione europea a 27 Stati (UE-27), e 5,2 miliardi di metri cubi di solo biometano europeo, di cui 4,3 miliardi nell'UE-27. A fine 2024 contava 1.620 impianti di biometano; la capacità annua indicata all'inizio del 2025 era circa 7 miliardi di metri cubi e almeno l'86% degli impianti risultava connesso alla rete. Produzione e capacità restano però misure diverse, e i dati sono una statistica settoriale dell'associazione.

Il digestato non scompare

Dopo la digestione rimane il digestato. Contiene parte della sostanza organica e i nutrienti presenti nel substrato: azoto, fosforo e potassio non vengono creati dal processo, ma redistribuiti. La separazione solido-liquido può concentrare componenti diverse nelle due frazioni. Il risultato dipende da reflui, scarti, acqua aggiunta, processo e trattamenti successivi.

Il digestato può sostituire una parte dei fertilizzanti minerali quando la qualità è conforme, la dose risponde al fabbisogno della coltura e il trasporto è ragionevole. L'azoto ammoniacale è utilizzabile dalle piante ma può volatilizzare come ammoniaca. Un'applicazione non corretta può aumentare perdite di nitrati verso l'acqua o emissioni di protossido di azoto. Copertura delle vasche, stoccaggio e distribuzione tempestiva incidono sul risultato.

La digestione non elimina automaticamente plastiche, metalli e microinquinanti. Il digestato ottenuto da reflui e substrati tracciabili può avere una gestione agronomica diversa da quello derivato da rifiuti organici contaminati o da fanghi. La qualità va verificata prima dell'uso e l'eccedenza di nutrienti può trasformare un prodotto in un problema da trattare. L'Associazione europea del biogas stimava circa 25 milioni di tonnellate di sostanza secca di digestato prodotte in Europa nel 2024 e un potenziale di sostituzione del 17% dei fertilizzanti azotati dell'UE. Quest'ultima è una stima di potenziale, non una sostituzione già realizzata.

Dalla biomassa ai combustibili liquidi

Il bioetanolo può partire da zuccheri o amidi. Fermentazione e distillazione trasformano la materia prima in un liquido energetico, lasciando vinacce, borlande e altri coprodotti. Il biodiesel deriva da oli e grassi attraverso la transesterificazione; altri processi trattano gli oli con idrogeno e producono idrocarburi più simili ai combustibili convenzionali. Residui e oli esausti possono ridurre la competizione per la terra, ma la raccolta, la qualità e la tracciabilità restano essenziali.

Le materie lignocellulosiche permettono di usare fibre e residui più complessi, ma richiedono pretrattamento e processi più difficili. Il fatto che un combustibile sia definito avanzato non lo rende automaticamente privo di impatti: occorre considerare energia di processo, coprodotti, uso alternativo del residuo e sostituzione effettiva. L'uso dei biocarburanti nei veicoli e il confronto fra modalità appartengono al capitolo dedicato ai trasporti.

Italia, Europa e mondo: tre scale diverse

L'Italia entra nel quadro come paese con filiere agricole, forestali, agroalimentari e di trattamento dei rifiuti, non come misura dell'intero fenomeno. Nel 2023 le fonti rinnovabili coprivano circa il 44% della produzione elettrica italiana e il 21,7% dei consumi energetici termici, secondo il Gestore dei Servizi Energetici (GSE). Sono quote di tutte le fonti rinnovabili: non descrivono la sola biomassa. Nello stesso anno il GSE indicava circa 1,9 milioni di tonnellate di biocarburanti consumati nel trasporto, di cui circa 190.000 tonnellate di biometano; il dato serve a collocare la filiera, mentre l'uso nei veicoli resta fuori da questo capitolo.

Per l'elettricità da bioenergia, un quadro italiano riferito al 2021 riportava 2.985 impianti, 4.106 megawatt (MW) di capacità e 19.071 gigawattora (GWh) di produzione. Il perimetro comprendeva l'intera bioenergia e indicava una composizione del 42,6% da biogas, del 35,9% da biomasse solide e del 21,5% da bioliquidi. Questi numeri non descrivono la produzione corrente e non vanno confrontati con dati mondiali di anni diversi senza mantenere visibili anno, unità e definizione.

Nello stesso anno, la sola elettricità da biogas era associata a 2.261 impianti, 1.455,1 megawatt elettrici (MWe) e 8.124,2 GWh. Circa l'83% della produzione elettrica da biogas risultava concentrato in Lombardia, Veneto, Emilia-Romagna e Piemonte. La concentrazione riflette la disponibilità di allevamenti, industrie agroalimentari, infrastrutture e substrati; non significa che il biogas sia limitato a quei territori né che il dato descriva il biometano immesso nella rete.

In Europa la filiera può contare sulla rete del gas e su una domanda industriale capace di assorbire il biometano. Nel mondo, invece, il potenziale dipende soprattutto dalla disponibilità locale di residui e dal livello delle infrastrutture. La geografia della biomassa non coincide con quella del gas naturale: raccogliere un refluo vicino a un allevamento, trasformarlo e collegarlo a una rete richiede una sequenza territoriale precisa.

Il lavoro lungo la filiera può essere quantificato, purché non si confondano persone, posti e unità di lavoro annue. IRENA e l'Organizzazione internazionale

del lavoro (ILO, dall'inglese International Labour Organization) stimano che nel 2024 le filiere mondiali dei biocarburanti liquidi impiegassero circa 2,6 milioni di persone, la biomassa solida circa 700.000 e il biogas circa 300.000. Sono stime globali che comprendono attività diverse lungo la catena e non descrivono automaticamente qualità, stabilità o localizzazione dell'impiego. Mostrano però che la parte materiale della bioenergia pesa molto più della sola conduzione della centrale.

Per l'Italia il GSE usa le unità di lavoro annue (ULA), equivalenti alla quantità di lavoro prestata in un anno da un occupato a tempo pieno. Per il 2021 stimava, nella produzione elettrica, circa 6.308 ULA permanenti dirette e indirette per il biogas, 3.615 per le biomasse solide e 1.621 per i bioliquidi: in totale circa 11.500 ULA legate all'esercizio e alla manutenzione delle bioenergie elettriche. Nello stesso monitoraggio il biometano attivava circa 399 ULA permanenti e, attraverso gli investimenti nei nuovi impianti, circa 1.739 ULA temporanee. Le categorie possono sovrapporsi e non equivalgono a un censimento nominativo degli addetti, ma danno finalmente un ordine di grandezza coerente con la complessità di raccolta, trasporto, trattamento e gestione.

Costi, rendimento e valore del servizio

Il costo di un impianto comprende opere civili, caldaie o digestori, trattamento dei fumi o del gas, stoccaggio, movimentazione, connessione, manutenzione e gestione dei residui. Il costo della materia prima può apparire basso quando si tratta di un rifiuto, ma raccolta, selezione e conformità hanno comunque un prezzo. Un residuo con un uso alternativo ha anche un costo opportunità. Gli incentivi possono sostenere un servizio ambientale o un beneficio di gestione, ma non cancellano i costi fisici.

Per il biometano l'IEA stima che il 90% del potenziale considerato abbia costi di produzione fra 10 e 30 dollari statunitensi per gigajoule (USD/GJ). È una curva di offerta modellata per un potenziale globale, non il costo medio di un impianto italiano o europeo. La stessa cautela vale per gli scenari di investimento: oltre 15 miliardi di dollari l'anno al 2050 nello Stated Policies Scenario (STEPS, Scenario delle politiche dichiarate) e quasi 45 miliardi

nell'Announced Pledges Scenario (APS, Scenario degli impegni annunciati) sono proiezioni, non somme già spese.

Il rendimento deve indicare quale prodotto misura. Per la generazione elettrica da biomasse, il JRC riporta intervalli europei di circa 24–38% per impianti a vapore fra 10 e 50 MW, 32–42% per impianti a vapore oltre 50 MW e 12–15% per sistemi Stirling, con tecnologie e perimetri specifici. Per il biogas indica circa 30–45% per motori, 25–32% per microturbine, 30–45% per turbine e 18–22% per Stirling; la cogenerazione totale può arrivare all'80–90% quando il calore è realmente utile. Questi sono intervalli tecnologici europei, non garanzie per ogni impianto.

I costi livellati dell'elettricità riportati dal JRC per il 2018 erano circa 160 euro per megawattora (€/MWh) per i solidi, con un intervallo di 108–225 €/MWh, e fra 64 e 180 €/MWh per il biogas. Sono dati storici e non preventivi per il 2026. Il loro significato è mostrare che tecnologia, taglia, combustibile e anno cambiano il confronto. Il prezzo di mercato e il costo livellato non sono la stessa cosa.

Il valore di una filiera completa

Ogni passaggio può essere letto come una piccola contabilità fisica. La materia entra con una certa umidità e una certa composizione; una parte diventa calore, elettricità o gas; una parte resta come cenere, digestato, CO_2 separata o materiale non degradato. Il bilancio utile deve sottrarre l'energia consumata per pompare, essiccare, miscelare, comprimere e depurare. Se si guarda soltanto al prodotto lordo, l'impianto appare più produttivo di quanto sia per l'utilizzatore finale.

Questo vale anche per la disponibilità. Una centrale elettrica può avere una potenza installata e funzionare quando il combustibile è presente, ma la sua produzione annua dipende da manutenzione, qualità dei lotti, domanda di calore e regolarità della raccolta. Un digestore può essere progettato per un certo carico organico e riceverne uno diverso. La differenza fra capacità e produzione non è un tecnicismo: incide sui ricavi, sulla connessione alla rete e sulla quantità di materia da raccogliere.

La forma del prodotto determina inoltre il mercato. Il calore è prezioso vicino alla domanda e difficile da trasportare lontano. L'elettricità può viaggiare sulla rete, ma richiede connessione e capacità disponibile. Il biometano può sfruttare una rete gas, ma deve rispettarne qualità e pressione. Un combustibile liquido può essere stoccato e trasportato, ma la sua produzione richiede trasformazioni e coprodotti. Non esiste una conversione migliore in assoluto: esiste una conversione adatta a una materia, a un territorio e a un servizio.

La scelta del sito resta soprattutto un problema logistico. Reflui e substrati molto umidi perdono rapidamente valore con la distanza; scarti agroalimentari, reti stradali, utenti del calore e connessioni disponibili determinano il raggio pratico di approvvigionamento. Spostare il materiale verso un impianto lontano può essere tecnicamente possibile, ma aggiunge trasporto e dipendenza da una logistica continua. Il sito distribuisce quindi costi e benefici fra aziende agricole, operatori energetici, comuni e residenti.

La stessa prudenza serve per i rifiuti. Trattare la frazione organica in un digestore può ridurre la necessità di stoccaggio e produrre un gas valorizzabile, ma richiede una raccolta differenziata di qualità. Impurità e plastiche possono compromettere il digestato e aumentare gli scarti da selezionare. Il beneficio energetico deve quindi essere valutato insieme al servizio di gestione: se il materiale è contaminato, il costo e il percorso finale cambiano.

Infine, la scelta non è soltanto fra biomassa e combustibili fossili. Un residuo può sostituire gas, calore elettrico, fertilizzante o un materiale industriale; il vantaggio dipende dalla sostituzione effettiva. Se il calore prodotto non trova utenti, non sostituisce un servizio. Se il digestato non può essere applicato, non sostituisce fertilizzanti. Se un biocarburante richiede molta energia di processo, la sua prestazione dipende dalla fonte di quell'energia. Questa è la ragione per cui una cifra deve sempre portare con sé unità, anno, territorio e definizione.

Il clima non si decide al camino

La combustione della biomassa emette CO_2, e la sostenibilità si misura anche nel tempo. Il carbonio assorbito da una pianta non compensa necessariamente nello stesso periodo quello emesso: una ricrescita rapida e l’uso di un residuo

inevitabile producono un confronto diverso da un raccolto forestale con lunga ricostituzione dello stock. Gli inventari possono contabilizzare parte del carbonio biogenico nel settore del suolo invece che in quello energetico per evitare doppi conteggi, ma questa regola non rende l'emissione atmosferica uguale a zero. Il bilancio dipende dal tempo di ricrescita, dagli stock di carbonio, dalla raccolta, dal trasporto, dal processo e dall'uso alternativo della materia prima. Anche il metano va seguito nel tempo e nel punto in cui viene perso: una fuga durante una fase breve può pesare sull'intero bilancio.

Bruciare un residuo che sarebbe stato bruciato o lasciato decomporre segue un confronto diverso dal bruciare legname raccolto appositamente. Un refluo trattato in un digestore può evitare metano, ma il vantaggio diminuisce se l'impianto perde gas. Una coltura dedicata può produrre energia, ma richiede terreno e input agricoli. Per questo non esiste un fattore climatico universale della biomassa.

Il JRC riporta, per tre casi europei di ciclo di vita, un risparmio superiore all'80% delle emissioni climalteranti per calore da biomassa solida rispetto al gas naturale. Il dato vale per quei casi, non per ogni filiera: la fonte segnala sensibilità a trasporto ed ecosistemi. È un esempio di come una valutazione possa essere molto favorevole in un contesto e non trasferibile automaticamente in un altro.

Aria, suolo e persone

Clima e qualità dell'aria sono dimensioni collegate ma diverse. Una stufa o una caldaia può usare un combustibile classificato rinnovabile e produrre comunque particolato, monossido di carbonio, composti organici e ossidi di azoto. Apparecchio, umidità, manutenzione, combustione incompleta e trattamento dei fumi cambiano l'esposizione. Le emissioni di una grande centrale filtrata non descrivono quelle di un camino domestico.

Il JRC riporta fattori europei datati per il particolato fine PM2,5, cioè le particelle con diametro aerodinamico non superiore a 2,5 micrometri. I valori sono circa 820 grammi per gigajoule (g/GJ) per un camino, 740 g/GJ per una stufa, 470 g/GJ per caldaie sotto 50 kilowatt (kW), 86,5 g/GJ per caldaie fra 50

kW e 1 MW e 33 g/GJ per impianti fra 1 e 50 MW. Sono fattori di confronto per categorie tecniche, non una stima automatica dell'aria di una città o di una casa. Servono a mostrare l'importanza della scala e del controllo della combustione.

Anche l'efficienza non è soltanto un numero tecnico. Per le caldaie a combustibile solido fino a 500 kW, i requisiti europei richiamati dal JRC fissano un'efficienza stagionale minima del 75% fino a 20 kW e del 77% sopra 20 kW; i limiti di polveri sono 40 milligrammi per metro cubo (mg/m³) per l'alimentazione automatica e 60 mg/m³ per quella manuale. Sono soglie normative, non la prestazione media degli apparecchi installati. Una tecnologia efficiente sulla carta richiede combustibile adeguato e manutenzione.

Il suolo riceve o perde materia. Togliere troppi residui può ridurre sostanza organica e nutrienti; applicare troppo digestato può sovraccaricare un terreno o una falda. Le foreste forniscono legno, ma anche habitat e carbonio. La competizione con cibo e mangimi riguarda soprattutto le colture dedicate. Queste conseguenze ricadono su agricoltori, comunità locali, qualità dell'acqua e costi di gestione, non soltanto sul bilancio di un impianto.

Quando la filiera è sostenibile

Una filiera sostenibile non si riconosce dal solo nome del combustibile. Occorre chiedere da dove viene la materia, quale uso alternativo perde, quanta parte è davvero raccoglibile, quanto percorre, quale prodotto sostituisce e che cosa accade ai residui. Per il biogas bisogna misurare perdite e consumi propri; per la combustione bisogna controllare ceneri, fumi e qualità del combustibile; per il digestato bisogna verificare nutrienti e contaminanti.

La gerarchia più prudente parte dalla riduzione degli sprechi e dall'uso efficiente. Poi considera il riuso materiale quando conserva più valore, il recupero dei nutrienti e infine l'energia dei residui che non hanno un impiego migliore e possono essere raccolti senza danneggiare suoli ed ecosistemi. Non è una classifica universale: in un caso il recupero del metano da reflui può essere prioritario; in un altro la stessa materia può avere un uso agricolo più importante.

La biomassa non è quindi sinonimo di zero emissioni, ma neppure ogni biomassa è dannosa. È una famiglia di filiere in cui la materia prima decide gran parte del risultato. Il numero globale della capacità o il volume del biometano può raccontare la scala; solo il percorso completo spiega chi sostiene i costi, quali servizi riceve, quali emissioni evita o produce e quali persone vivono vicino alla trasformazione.

Fonti e riferimenti

IEA – Renewables 2024: Renewable fuels

https://www.iea.org/reports/renewables-2024/renewable-fuels

IEA – Outlook for Biogas and Biomethane: Key findings

https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane/key-findings

IEA – An introduction to biogas and biomethane

https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth/an-introduction-to-biogas-and-biomethane

IEA – Methane emissions and related intensities for biogas and biomethane supply, 2023

https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/methane-emissions-and-related-intensities-for-biogas-and-biomethane-supply-2023

IRENA – Renewable Capacity Statistics 2025

https://www.irena.org/Publications/2025/Mar/Renewable-capacity-statistics-2025

IRENA – Renewable energy statistics 2025

https://www.irena.org/Publications/2025/Jul/Renewable-energy-statistics-2025

European Biogas Association – 15th Statistical Report, 2025

https://www.europeanbiogas.eu/news/eba-statistical-report-2025/

United States Environmental Protection Agency (U.S. EPA) – Basic Information about Anaerobic Digestion

https://www.epa.gov/anaerobic-digestion/basic-information-about-anaerobic-digestion

GSE – Statistiche energia da fonti rinnovabili

https://www.gse.it/dati-e-scenari/statistiche

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA), articolo pubblicato da MDPI – The Contribution of Biogas to the Electricity Supply Chain: An Italian Life Cycle Assessment Database

https://www.mdpi.com/1996-1073/17/13/3264

Joint Research Centre – Bioenergy in the European Union — 2022 Status Report

https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC130730/2022.5470_kjna31283enn.pdf

Joint Research Centre – Sustainable use of biomass in the residential sector

https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC113417/kjna29542enn.pdf

IEA Bioenergy Task 37 – Nutrient Recovery by Biogas Digestate Processing

https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2015/08/NUTRIENT_RECOVERY_RZ_web2.pdf

Unione europea – Direttiva (UE) 2018/2001 sulle energie rinnovabili

https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj

IEA Bioenergy Task 43 – Comparison of possible supply chains for forestry-derived biomass for bioenergy

https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2023/10/IEA-Bioenergy_Report_Biomass-Supply-Chains_V2-3.pdf

Joint Research Centre – Solid and gaseous bioenergy pathways: input values and GHG emissions

https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC104759/ld1a27215enn.pdf

IRENA e ILO – Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2025

https://www.irena.org/Publications/2026/Jan/Renewable-energy-and-jobs-Annual-review-2025

GSE – Monitoraggio degli impatti economici e occupazionali delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica

https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Studi%20e%20scenari/GSE_Ricadute%20economiche%202021.pdf

03.12 — Nucleare

Una centrale termica diversa da tutte le altre

Una centrale nucleare è una macchina che trasforma calore in elettricità. Nel nocciolo del reattore alcuni nuclei di uranio-235 si dividono e liberano calore; il calore passa all'acqua; l'acqua produce vapore; il vapore fa ruotare una turbina; la turbina muove un alternatore, che genera corrente elettrica. Dopo la turbina il vapore viene raffreddato in un condensatore, torna acqua e viene pompato nuovamente nel circuito. La parte nucleare sostituisce quindi la caldaia di una centrale a combustibile fossile; turbina, alternatore, condensatore e gran parte del sistema di raffreddamento svolgono funzioni simili.

Il calore nasce dalla fissione. Quando un neutrone viene catturato da un nucleo fissile, cioè capace di dividersi, il nucleo si separa in frammenti più leggeri, libera energia e in media due o tre nuovi neutroni. Una singola fissione produce circa 200 megaelettronvolt, un'unità usata nella fisica atomica: pochissimo per un atomo, ma molto quando il processo coinvolge molti nuclei. Il moderatore rallenta i neutroni e aumenta la probabilità che provochino altre fissioni; le barre di controllo assorbono neutroni e regolano la potenza. La reazione è stabile quando, in media, ogni fissione ne sostiene un'altra: questa condizione si chiama criticità e, in questo contesto, non indica un'emergenza.

Nel tipo più diffuso, il reattore ad acqua pressurizzata (PWR, dall'inglese Pressurized Water Reactor), esistono due circuiti d'acqua separati. Nel circuito primario l'acqua attraversa il nocciolo a circa 325 °C e a una pressione prossima a 150 atmosfere, così rimane liquida pur essendo molto calda. Raggiunge poi il generatore di vapore, uno scambiatore nel quale cede calore all'acqua del circuito secondario senza mescolarsi con essa. L'acqua secondaria diventa vapore, raggiunge la turbina, fa ruotare l'alternatore e viene infine raffreddata nel condensatore. Una serie di pompe riporta l'acqua al generatore di vapore e il ciclo ricomincia. Un terzo circuito o un flusso esterno di acqua porta verso un fiume, il mare o l'atmosfera il calore che non è stato trasformato in elettricità.

Nel reattore ad acqua bollente (BWR, dall'inglese Boiling Water Reactor) manca il generatore di vapore separato: l'acqua bolle direttamente nel recipiente del reattore e il vapore raggiunge la turbina. In entrambi i tipi il combustibile è formato da pastiglie ceramiche di biossido di uranio inserite in tubi di lega di zirconio e riunite in elementi. Il grande recipiente in pressione del reattore è uno spesso contenitore d'acciaio che racchiude il nocciolo e l'acqua del circuito primario. Attorno si trovano schermature e edificio di contenimento. Quando le barre di controllo arrestano la reazione a catena, il calore non scompare subito: i prodotti radioattivi continuano a decadere e devono essere raffreddati. Per questo pompe, alimentazioni elettriche normali e di emergenza, circuiti ridondanti e procedure restano essenziali anche a reattore spento.

Il dato che permette di capire la scala mondiale è il consuntivo dell'Agenzia internazionale per l'energia atomica (IAEA, dall'inglese International Atomic Energy Agency) al 31 dicembre 2024: 417 reattori operativi, 377 gigawatt elettrici netti (GW) e 2.617,5 terawattora prodotti (TWh), con l’Ucraina esclusa dalla serie produttiva dal 2022. Il nucleare ha fornito circa il 9% dell’elettricità mondiale. Non sono 417 centrali: sono 417 unità, distribuite in siti che possono ospitarne più di una. La tecnologia è quindi insieme compatta nella quantità di combustibile e vasta nella complessità industriale.

La produzione lorda e quella netta non coincidono. La prima è misurata all'uscita dell'alternatore; la seconda sottrae i consumi della centrale e le perdite interne. Anche una centrale che consegna la stessa energia in rete può avere potenze lorde diverse secondo pompe, sistemi di sicurezza e configurazione del progetto. Per questo la potenza mondiale pubblicata dalla IAEA è espressa come valore netto e la produzione in energia netta: mescolare i due perimetri gonfia artificialmente il rendimento apparente.

Un confronto intuitivo può essere utile soltanto se dichiara l’ipotesi. Con un consumo domestico assunto di 3.000 chilowattora (kWh) annui, 8 TWh corrispondono aritmeticamente a circa 2,7 milioni di consumi domestici equivalenti. Non significa che il reattore alimenti famiglie isolate: l’elettricità entra in una rete con industria, servizi, perdite, importazioni e domanda variabile. Il calcolo serve a tradurre la scala, non a descrivere una distribuzione reale.

Quanta elettricità produce davvero

La targhetta di un reattore indica una potenza, non una produzione annuale. Un'unità da 1.000 megawatt elettrici (MW) che funzionasse sempre alla potenza nominale produrrebbe 8,76 TWh in un anno. Con un fattore di capacità del 90%, la produzione teorica diventa 7,88 TWh; al 93% arriva a 8,15 TWh. Sono calcoli, non promesse: la produzione reale dipende da fermate programmate, guasti, manutenzione, condizioni della rete e decisioni economiche.

Il fattore di capacità misura il rapporto tra energia prodotta e quella che si sarebbe ottenuta funzionando sempre alla potenza di riferimento. La disponibilità tecnica è diversa: un impianto può essere disponibile ma non essere chiamato a produrre, oppure può produrre a potenza ridotta. Nella serie IAEA 2022–2024 il fattore di capacità medio mondiale è stato circa l'81,7%, mentre il fattore di disponibilità energetica, che misura quanta potenza era tecnicamente pronta a produrre, è stato circa l'82,3%. Negli Stati Uniti il parco ha mantenuto valori attorno al 92–93% negli anni recenti, aiutato da campagne lunghe e fermate di rifornimento ottimizzate.

La produzione annuale richiede quindi un confronto omogeneo. Nel 2024 gli Stati Uniti hanno generato 781,9 TWh, la Cina 417,5 e la Francia 364,4 secondo la serie armonizzata IAEA. La Francia è un esempio utile anche per il limite della continuità: nel 2022 corrosione sotto tensione, manutenzioni e condizioni idriche portarono la produzione a circa 279 TWh, il minimo dal 1988. Nel 2024 il gestore di rete RTE ha registrato una produzione nucleare di circa 361,7 TWh, rispetto ai 364,4 TWh della serie IAEA, basata su un perimetro statistico diverso; nel 2025 il valore RTE è salito a circa 373 TWh. Un recupero annuale non cancella però le vulnerabilità che lo hanno reso necessario.

La potenza nucleare è programmabile, ma non immobile. I reattori francesi possono ridurre la potenza rapidamente e la regolazione della potenza per seguire la domanda è stata usata sempre più spesso quando la domanda era bassa o la produzione rinnovabile abbondante. Nel 2024 il volume di modulazione del parco di Électricité de France (EDF) è stato stimato in circa 31 TWh. La flessibilità ha però un costo industriale: più cicli e più ispezioni possono

aumentare manutenzione e usura. Inoltre una singola unità grande può togliere 1,5–1,6 GW alla rete in caso di fermata improvvisa. La concentrazione in grandi blocchi riduce il numero di impianti necessari, ma aumenta la dimensione della riserva che il sistema deve poter sostituire.

Le campagne di combustibile durano spesso 12, 18 o 24 mesi. Durante il rifornimento si sostituisce circa un quarto o un terzo degli elementi; la fermata diventa anche l'occasione per ispezioni e manutenzioni. Nel 2024 l'IAEA ha registrato, per le unità commerciali, circa 1.265 ore annue di fermata media: il 78,5% pianificate, il 18,4% non pianificate e il 3,1% dovute a fattori esterni. Un reattore produce molto, ma soltanto se una filiera di manutenzione, regolazione e rete riesce a tenerlo disponibile.

Un'industria costruita per decenni

La filiera industriale è una parte del problema anche quando il reattore è già progettato. Le componenti nucleari devono rispettare requisiti di qualità, tracciabilità e saldatura più severi di quelli di molte opere convenzionali. Una modifica tardiva può propagarsi dal disegno all'acquisto, dalla fabbricazione al collaudo e alla documentazione regolatoria. La lentezza non deriva quindi solo dalla quantità di cemento: deriva dal fatto che ogni passaggio deve essere dimostrabile e ripetibile.

La durata tecnica non è una data di scadenza unica. Il calcestruzzo, il recipiente in pressione del reattore, le turbine, i generatori di vapore, i cavi e i sistemi di controllo invecchiano con ritmi diversi. Un programma di estensione deve dimostrare che i componenti critici possono essere ispezionati, sostituiti o qualificati per il nuovo periodo. Vita progettuale, licenza e vita tecnica sono dunque tre concetti distinti.

Costruire una centrale significa coordinare progettazione, sito, autorizzazioni, opere civili, componenti nucleari e convenzionali, fornitori qualificati, formazione del personale, collaudi e avviamento. Negli Stati Uniti una licenza combinata può autorizzare costruzione ed esercizio, ma la revisione regolatoria comprende sicurezza del progetto, impatti ambientali, sito, programmi operativi e verifiche di costruzione. Le definizioni contano: per l'IAEA l'avvio

della costruzione coincide con il primo getto di calcestruzzo della base dell'edificio reattore, non con la firma di un contratto o con la preparazione del terreno.

Il capitale viene distribuito tra isola nucleare, turbina e alternatore, opere civili, sviluppo del sito, ingegneria, licenze, gestione del progetto, trasporti, collaudi e primo combustibile. Una ripartizione indicativa attribuisce circa il 28% all'isola nucleare, il 15% all'isola convenzionale, il 18% agli impianti ausiliari, il 20% alle opere civili e al sito, il 5% a progettazione e licenze, il 7% alla gestione del contratto di progettazione, approvvigionamento e costruzione, il 2% ai trasporti e il 5% al collaudo, alla messa in servizio e al primo combustibile. Non è una legge universale: mostra soltanto quante attività devono procedere insieme.

La difficoltà cresce quando una tecnologia nuova viene costruita dopo decenni di pausa. Flamanville 3, un reattore europeo ad acqua pressurizzata (EPR, European Pressurised Reactor) da 1.620 MW netti, ha iniziato la costruzione nel 2007 ed è stato connesso alla rete nel dicembre 2024, circa dodici anni dopo la data prevista. La Cour des comptes ha stimato il costo a 20,4 miliardi di euro in valori 2015, circa 23,7 miliardi in valori 2023, inclusi interessi e costi collegati. L'errore non è soltanto nel cemento: comprende progettazione incompleta, saldature, regolazione, fornitori e perdita di competenze nella filiera.

Olkiluoto 3 in Finlandia mostra una traiettoria simile. Il contratto chiavi in mano del 2003 valeva circa 3,2 miliardi di euro; il reattore ha iniziato la produzione regolare nel 2023, con circa quattordici anni di ritardo rispetto al programma iniziale. Vogtle 3 e 4 negli Stati Uniti, i primi reattori americani ad acqua pressurizzata del modello AP1000 costruiti in oltre trent'anni, sono entrati in esercizio commerciale nel 2023 e nel 2024. Il costo complessivo indicato per i proprietari è arrivato a circa 31 miliardi di dollari, o circa 35 miliardi includendo il pagamento a Westinghouse. Taishan 1 e 2 in Cina hanno completato lo stesso tipo di EPR più rapidamente e a costo inferiore, ma anche lì il progetto ha accumulato anni di ritardo: il Paese, la filiera e il modello finanziario cambiano il risultato.

Il prezzo del tempo

Il costo di costruzione al netto degli oneri finanziari indica il capitale necessario come se la centrale fosse realizzata senza interessi durante il cantiere. Il costo finanziato aggiunge aumenti dei prezzi, inflazione e interessi maturati durante la costruzione. Il costo livellato dell'elettricità (LCOE, dall'inglese Levelised Cost of Electricity), invece, distribuisce investimento, esercizio, combustibile e manutenzione sull'elettricità prodotta durante la vita dell'impianto. Il prezzo di un contratto o di un'asta è un'altra cosa ancora: indica quanto viene pagato, non necessariamente quanto costa produrre.

Il costo finanziario può essere illustrato con un esempio semplice. Un capitale di 10 miliardi, finanziato al 7% annuo, accumula dopo cinque anni 3,5 miliardi di interessi semplici; con la capitalizzazione composta, gli interessi superano i 4 miliardi, prima ancora di considerare inflazione e costi del proprietario. Non è una stima di una centrale specifica, ma mostra perché il calendario è una variabile economica. Ridurre il cantiere di due anni può valere più di un miglioramento marginale del rendimento termico.

Il prezzo contrattuale deve essere letto con la stessa prudenza. Un contratto per differenza (CfD, dall'inglese Contract for Difference) trasferisce parte del rischio di prezzo nel futuro; un modello basato su una base patrimoniale regolata (RAB, dall'inglese Regulated Asset Base) può distribuire alcuni costi già durante la costruzione; una garanzia sovrana può ridurre il tasso richiesto dagli investitori. Nessuno di questi strumenti rende il progetto gratuito: cambia chi paga, quando paga e quale rischio resta al bilancio pubblico, agli azionisti o ai consumatori.

Il tempo agisce sul costo attraverso l'interesse composto. Un impianto che resta dieci anni in cantiere immobilizza capitale senza ricavi; se il costo del capitale è elevato, ogni anno aggiuntivo accresce il totale e può far aumentare anche il costo unitario dell'elettricità. Per questo due centrali identiche sulla carta possono avere LCOE diversi in Paesi diversi. L'analisi del 2020 dell'Agenzia per l'energia nucleare dell'Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (OCSE), con fattore di capacità dell'85%, stimava per il nucleare valori da 27 a 61 dollari per megawattora (MWh) con un tasso di sconto, cioè il

rendimento annuo richiesto al capitale, del 3%, da 42 a 102 con il 7% e da 57 a 146 con il 10%. La sensibilità al tasso di sconto è parte del risultato, non una nota a margine.

Il finanziamento pubblico può ridurre il rischio percepito, ma non cancella il costo. Hinkley Point C nel Regno Unito ha un contratto per differenza di 92,50 sterline per MWh in prezzi 2012, indicizzato all'inflazione per 35 anni; la stima più recente riportata nel dossier è compresa tra 31 e 34 miliardi di sterline in prezzi 2015. Sizewell C usa un modello regolato diverso e ha raggiunto la decisione finale d'investimento nel 2025, ma è ancora un progetto in costruzione, non produzione osservata.

Il caso francese riassume il vantaggio e il rischio della standardizzazione. La flotta di reattori ad acqua pressurizzata ha fornito per decenni una grande quantità di elettricità, ma il programma EPR ha incontrato difficoltà di progettazione e di filiera. Le estensioni di vita delle centrali esistenti sono generalmente meno costose di una nuova costruzione, purché sicurezza, componenti e regolazione lo consentano. Il costo più basso non è però un diritto automatico: richiede investimenti, controlli e decisioni sulla gestione dei rifiuti e della dismissione.

Il prezzo del tempo è anche sociale. Una centrale promette lavoro e produzione per sessant'anni, ma richiede competenze durante il cantiere, fondi per la dismissione e istituzioni capaci di mantenere responsabilità per molte generazioni. Un progetto rinviato non è solo un numero finanziario: può cambiare occupazione, tariffe, bilanci pubblici, pianificazione della rete e fiducia nelle autorità.

Quando la sicurezza fallisce

La sicurezza nucleare non significa assenza di rischio, ma riduzione della probabilità e delle conseguenze attraverso barriere successive. La difesa in profondità combina combustibile e guaina, circuito primario, recipiente in pressione del reattore, contenimento, sistemi di raffreddamento, alimentazioni di emergenza, ridondanza, diversità, procedure, autorità indipendente e cultura organizzativa. Le probabilità teoriche di un incidente grave sono strumenti di

progettazione: non predicono il futuro e non possono dimostrare che un evento sia impossibile.

Three Mile Island 2, negli Stati Uniti nel 1979, fu una fusione parziale del nocciolo provocata da una combinazione di guasto, indicazioni ambigue e decisioni operative errate. I sistemi di emergenza entrarono in funzione, ma furono ridotti manualmente perché gli operatori interpretarono male i segnali. Il contenimento limitò il rilascio. Le valutazioni sanitarie non hanno mostrato un aumento rilevabile di tumori attribuibile all'incidente e non vi furono morti immediate, ma l'evento cambiò regolazione, addestramento, interfacce di controllo e cultura della sicurezza.

Černobyl', il 26 aprile 1986, fu diverso per tecnologia e organizzazione. Il reattore sovietico di grande potenza a canali, noto con la sigla russa RBMK, era moderato a grafite e raffreddato ad acqua e aumentava la propria reattività quando nell'acqua si formavano bolle di vapore in certe condizioni, non possedeva il contenimento occidentale e fu portato in una configurazione instabile durante un test. L'esplosione e l'incendio distrussero l'unità. Due lavoratori morirono nelle ore dell'incidente per cause diverse dalla sindrome acuta da radiazioni; tra le 134 persone che la svilupparono, 28 morirono nei primi tre mesi, secondo il Comitato scientifico delle Nazioni Unite sugli effetti delle radiazioni atomiche (UNSCEAR, dall'inglese United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation). Fino al 2005 furono diagnosticati oltre 6.000 tumori tiroidei in persone esposte da bambini o adolescenti, una grande frazione dei quali è attribuita all'assunzione di iodio radioattivo. Le proiezioni sui tumori futuri non sono conteggi osservati: dipendono da modelli e incertezze.

A Fukushima Daiichi, l'11 marzo 2011, il terremoto di magnitudo 9 e lo tsunami provocarono la perdita dell'alimentazione e dei sistemi di raffreddamento. Tre unità subirono fusioni del nocciolo. Decine di migliaia di persone furono evacuate; l'evacuazione, la perdita della casa, l'interruzione delle cure e lo sconvolgimento sociale produssero conseguenze diverse da quelle dell'esposizione radiologica. UNSCEAR non ha attribuito morti dirette alle radiazioni dell'incidente e ha concluso che non è previsto un aumento

discernibile dei tumori nella popolazione generale, pur mantenendo incertezze e un possibile aumento teorico del rischio tiroideo per i bambini più esposti.

Le conseguenze non sono soltanto radiologiche. Dopo Černobyl' e Fukushima le persone hanno perso case, lavoro, scuole, accesso ai servizi e reti familiari. Una dose misurata in millisievert non può essere sommata automaticamente a un numero di evacuati: descrive un'esposizione, mentre l'evacuazione descrive un cambiamento sociale. Anche le stime di mortalità indiretta devono essere attribuite allo studio e al metodo che le produce, senza trasformarle in conteggi osservati di morti da radiazioni.

La preparazione all'emergenza è quindi parte della sicurezza, non un'appendice amministrativa. Servono comunicazione, monitoraggio, distribuzione di ioduro quando indicato, percorsi di evacuazione e continuità sanitaria. Le misure possono ridurre la dose, ma possono anche produrre costi e danni se applicate senza proporzione. Il compito della regolazione è mantenere entrambe le prospettive: proteggere dalle radiazioni e limitare gli effetti evitabili della risposta.

La lezione comune non è che tutti gli incidenti siano uguali. È che la tecnologia, il sito, il clima, l'organizzazione, la qualità della regolazione e le decisioni umane cambiano la traiettoria. Un modello probabilistico deve quindi essere accompagnato da scenari, barriere reali e piani di emergenza; una statistica sanitaria deve distinguere dose, attività, rischio, morti osservate e proiezioni.

Il combustibile e ciò che rimane

Il ciclo del combustibile comprende conversione, arricchimento, fabbricazione, uso nel reattore, gestione del combustibile esaurito e, in alcuni Paesi, riprocessamento. L'estrazione dell'uranio è l'ingresso della filiera, ma il dettaglio minerario appartiene a un altro capitolo. L'uranio naturale contiene circa lo 0,72% di uranio-235; i reattori ad acqua leggera richiedono normalmente combustibile arricchito tra il 3,5% e il 5%. I reattori canadesi CANDU (Canada Deuterium Uranium) possono usare uranio naturale perché impiegano acqua pesante, che assorbe pochi neutroni, come moderatore.

Per arricchire l’uranio si converte il materiale in esafluoruro di uranio, un composto gassoso, e si separano isotopi con centrifughe. Il prodotto impoverito contiene meno uranio-235; il combustibile arricchito viene trasformato in pastiglie e barre. Il servizio critico non è quindi soltanto la miniera: conversione, arricchimento, fabbricazione e trasporto possono essere concentrati in pochi Paesi. Nel 2022 Rosatom rappresentava circa il 44% della capacità mondiale di arricchimento misurata in unità di lavoro separativo (SWU, dall'inglese Separative Work Unit), il parametro standard che quantifica lo sforzo industriale ed energetico necessario per separare gli isotopi, non una massa, un volume o una quantità di elettricità prodotta. Urenco, Orano e la China National Nuclear Corporation (CNNC) coprivano gran parte del resto. La sicurezza dell’approvvigionamento richiede scorte e diversificazione dei servizi.

Un reattore da 1.000 MW elettrici scarica, in un anno tipico, circa 27,6 tonnellate di ossido di uranio sotto forma di elementi esauriti. Il materiale contiene ancora circa il 95% di uranio-238, una parte di uranio-235 residuo, plutonio, prodotti di fissione e attinidi minori. In termini di massa, i prodotti più radioattivi sono una piccola parte; in termini di attività e gestione, sono la parte che determina le barriere e il tempo di raffreddamento.

Il combustibile esaurito viene inizialmente tenuto in piscine, dove l’acqua rimuove il calore e scherma le radiazioni. Radioattività e calore diminuiscono rapidamente all’inizio e poi più lentamente; per questo, dopo alcuni anni, il materiale può passare a contenitori a secco in acciaio e calcestruzzo, raffreddati dall’aria, prima del trasporto, del condizionamento e del deposito definitivo. Il riprocessamento recupera uranio e plutonio e può produrre combustibile a ossidi misti (MOX, dall'inglese mixed oxide fuel); non cancella però il problema dei residui ad alta attività e non è praticato ovunque. Riprocessabilità teorica e riciclo effettivamente svolto non sono sinonimi.

I rifiuti radioattivi comprendono materiali molto diversi. Guanti, filtri e strumenti contaminati possono avere bassa attività e decadere relativamente rapidamente; il combustibile esaurito e i residui vetrificati richiedono isolamento e controllo a lungo termine. La pericolosità non si descrive con una sola frase sulla durata: conta il radionuclide, la sua emivita, l’attività, la dose possibile e la barriera che separa il materiale dalle persone e dall’ambiente.

Anche il volume è una misura da usare con cautela. Il volume dei rifiuti dipende dal grado di compattazione, dall'imballaggio, dalla classificazione e dal fatto che si contino materiali già condizionati o materiali da trattare. Un totale nazionale di metri cubi non è quindi confrontabile senza definizione con una stima mondiale di tonnellate di combustibile esaurito.

Ambiente, acqua e persone

Il confronto ambientale deve usare la stessa unità funzionale. Grammi di CO_2 equivalente per kWh confrontano un servizio elettrico lungo il ciclo di vita; tonnellate emesse dalla centrale in un anno misurano invece il funzionamento operativo; ettari occupati misurano un effetto territoriale. Nessuna di queste grandezze sostituisce le altre. Un valore basso di emissioni climatiche non implica automaticamente impatto locale nullo, così come un impatto locale non cancella il dato sul ciclo di vita.

La percezione del rischio è inoltre distribuita in modo diverso dal rischio tecnico. Chi lavora nel sito è esposto a procedure e controlli specifici; chi vive vicino affronta vincoli, esercitazioni e una responsabilità territoriale; chi consuma elettricità può beneficiare della produzione senza vedere il cantiere o il deposito. Un'analisi sociale deve mostrare questa distribuzione invece di ridurre il consenso a un sì o a un no nazionale.

Durante il funzionamento un reattore non brucia combustibili fossili e non emette anidride carbonica dal camino. Il ciclo di vita comprende però cemento, acciaio, fabbricazione del combustibile, costruzione, manutenzione e fine vita. Il Gruppo intergovernativo sul cambiamento climatico (IPCC, dall'inglese Intergovernmental Panel on Climate Change) e la Commissione economica delle Nazioni Unite per l'Europa (UNECE, dall'inglese United Nations Economic Commission for Europe) collocano le emissioni di ciclo di vita del nucleare nell'ordine di pochi grammi di CO_2 equivalente per kWh, con valori che dipendono da confini, anno, mix elettrico e metodologia. Operative e di ciclo di vita sono quindi grandezze diverse.

L'acqua è il secondo grande tema. Un impianto può prelevare molta acqua e restituirne gran parte più calda; il consumo è la quota persa soprattutto per

evaporazione nelle torri o nei bacini. Il raffreddamento a circuito aperto richiede grandi portate, mentre i sistemi a ricircolo riducono i prelievi ma aumentano evaporazione e costi. Siccità e ondate di calore possono limitare la potenza quando fiumi e laghi sono troppo caldi o hanno portate insufficienti. In Francia nel 2022 la crisi della disponibilità del parco si è intrecciata con corrosione e condizioni idriche; il cambiamento climatico rende più importante progettare siti e regole di scarico con margini realistici.

Il territorio occupato direttamente dalla centrale è compatto rispetto alla produzione annuale di una grande unità, ma il numero non esaurisce l'impatto. Servono reti, strade, aree di sicurezza, bacini o collegamenti con il mare e, nel caso dell'uranio, impianti distribuiti lungo una filiera internazionale. Gli scarichi termici possono alterare localmente la temperatura dell'acqua; la valutazione deve considerare stagione, portata, ecosistema e limiti autorizzativi.

La dimensione umana comprende lavoro e rischio. Una centrale richiede operatori, manutentori, ingegneri, specialisti di radioprotezione, saldatori qualificati, controllori e istituzioni. Le stime sull'occupazione variano: negli Stati Uniti gli addetti diretti sono dell'ordine di decine di migliaia, mentre le stime francesi di filiera arrivano a oltre 200.000 persone includendo attività dirette e indirette. Non sono perimetri equivalenti. Un posto di lavoro non descrive da solo salario, stabilità, formazione o sicurezza.

Le comunità ospitanti ricevono infrastrutture, imposte, occupazione e servizi, ma sopportano vincoli territoriali e la responsabilità di un sito che deve essere sorvegliato per decenni. Le evacuazioni mostrano la distribuzione asimmetrica del rischio: il beneficio dell'elettricità può essere nazionale, mentre la perdita della casa e delle relazioni è locale. La giustizia intergenerazionale riguarda anche depositi, fondi di dismissione e competenze istituzionali: non basta produrre oggi; bisogna lasciare risorse e informazioni a chi dovrà gestire il futuro.

La promessa dei nuovi reattori

I piccoli reattori modulari (SMR, dall'inglese Small Modular Reactors) sono reattori di potenza ridotta progettati per costruire in fabbrica parti ripetibili e

assemblarle sul sito. Piccolo non significa automaticamente modulare, e modulare non significa automaticamente economico: servono progetti standardizzati, fabbriche, fornitori qualificati, autorizzazioni e ordini sufficienti. La famiglia comprende reattori ad acqua, veloci, a sali fusi e ad alta temperatura, ma gran parte dei progetti non è ancora arrivata all'esercizio commerciale.

La parola “nuovo” copre stati molto diversi. Un progetto può essere soltanto pubblicato, sottoposto a valutazione preliminare, approvato come modello, autorizzato per uno specifico sito, finanziato, in costruzione oppure in esercizio. Un permesso di costruzione non autorizza ancora la produzione commerciale; l'apertura di un cantiere non equivale alla generazione di elettricità; un memorandum non è un ordine vincolante. Questa gerarchia impedisce di scambiare un insieme di proposte per una flotta già disponibile.

La promessa degli SMR potrà essere verificata soltanto dopo la costruzione di più esemplari. Occorrerà misurare durata reale dei cantieri, costo comprensivo del finanziamento, disponibilità, rifiuti, manutenzione, sostituzione dei moduli e accettazione locale. Nel frattempo ogni caso va descritto per ciò che è: impianto operativo, dimostratore, progetto autorizzato, cantiere o semplice annuncio. La possibilità tecnica non è ancora un risultato industriale.

NuScale ha ottenuto nel 2023 la certificazione della Commissione statunitense per la regolamentazione nucleare (NRC, Nuclear Regulatory Commission) per il progetto originario da 50 megawatt elettrici (MWe). Il successivo US460, da 77 MWe per modulo, ha ricevuto nel maggio 2025 un'approvazione tecnica del progetto standard: la revisione tecnica è conclusa, ma costruzione ed esercizio richiedono ulteriori autorizzazioni. Il Carbon Free Power Project (CFPP) nello Utah è stato cancellato nel 2023 perché non raggiungeva la soglia di sottoscrizione necessaria. È un caso utile perché distingue certificazione, accordo commerciale e ordine vincolante. Rolls-Royce SMR è in valutazione regolatoria nel Regno Unito e ha un sito preferito a Wylfa, ma non è in costruzione. Il reattore ad acqua bollente BWRX-300 di GE Hitachi a Darlington è autorizzato e ha avviato lavori, ma non è operativo: il primo esercizio è atteso intorno al 2030.

TerraPower Natrium ha ottenuto il permesso di costruzione della NRC il 9 marzo 2026. È un passaggio regolatorio importante, non una licenza operativa; il completamento è atteso intorno al 2030. X-energy e Dow Seadrift hanno una domanda in revisione, non un progetto in costruzione. In Cina il reattore modulare ad alta temperatura di Shidaowan è operativo dal 2023 e rappresenta un'esperienza ad alta temperatura; Linglong One, un reattore integrato ad acqua pressurizzata da 125 MWe, è in costruzione. In Russia l'Akademik Lomonosov, con due unità da circa 35 MWe, è la prima centrale nucleare galleggiante commerciale, operativa a Pevek dal 2020.

Questi casi non formano ancora una prova unica dell'economia degli SMR. L'Agenzia internazionale dell'energia (IEA, dall'inglese International Energy Agency) descrive scenari nei quali la capacità potrebbe arrivare a decine o oltre cento GW nel 2050; sono scenari, non consuntivi. Le promesse di ridurre calcestruzzo, tempi, lavoro o rifiuti devono essere verificate dopo la costruzione e l'esercizio di più unità. Il primo esemplare può costare molto; il vantaggio della produzione in serie esiste soltanto se la serie viene davvero ordinata.

Il nucleare non può essere giudicato da un solo numero. Produzione annua, fattore di capacità, costo di costruzione, costo livellato, emissioni di ciclo di vita e quantità di rifiuti misurano aspetti diversi. Lo stesso vale per i confronti: un gigawatt eolico o fotovoltaico non equivale a un gigawatt nucleare quando si considera l'energia annuale, e una centrale nucleare non svolge la funzione di una batteria quando si considera la flessibilità di poche ore.

La misura utile dipende dalla domanda. Per la rete contano produzione affidabile, flessibilità e capacità di sostituire una grande unità ferma; per il clima conta l'intero ciclo di vita; per una comunità contano sicurezza, acqua, lavoro e partecipazione. Il beneficio è una grande quantità di elettricità continua e a basse emissioni operative; il prezzo completo comprende capitale, tempo, controlli, rifiuti e responsabilità che proseguono anche dopo l'arresto della turbina.

Fonti e riferimenti

IAEA — Nuclear Power Reactors in the World 2024 / RDS-2
https://www.iaea.org/publications/15943/nuclear-power-reactors-in-the-world

IAEA — PRIS World Statistics
https://pris.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/WorldTrendinAverageUnitEnergyCharge.aspx

OECD Nuclear Energy Agency — Projected Costs of Generating Electricity 2020
https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_28345/projected-costs-of-generating-electricity-2020-edition

UNSCEAR — The Chornobyl Accident
https://www.unscear.org/unscear/en/areas-of-work/chernobyl.html

UNSCEAR — The Fukushima-Daiichi Nuclear Power Station Accident
https://www.unscear.org/unscear/en/areas-of-work/fukushima.html

U.S. Nuclear Regulatory Commission — Nuclear Reactor Safety and Three Mile Island materials
https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/fact-sheets/three-mile-island.html

U.S. Energy Information Administration — U.S. Nuclear Industry
https://www.eia.gov/energyexplained/nuclear/us-nuclear-industry.php

U.S. Energy Information Administration — Nuclear Power and the Environment
https://www.eia.gov/energyexplained/nuclear/nuclear-power-and-the-environment.php

Cour des comptes — La filière EPR
https://www.ccomptes.fr/fr/publications/la-filiere-epr

RTE — Bilan électrique 2024
https://analysesetdonnees.rte-france.com/bilan-electrique-2024/production

RTE — Bilan électrique 2025
https://analysesetdonnees.rte-france.com/bilan-electrique-2025/production

IPCC — AR6 WGIII, Chapter 6: Energy systems
https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/chapter/chapter-6/

IAEA — Uranium 2022: Resources, Production and Demand
https://www.iaea.org/publications/15598/uranium-2022-resources-production-and-demand

WNA — Nuclear Fuel Cycle Overview
https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/introduction/nuclear-fuel-cycle-overview

WNA — Economics of Nuclear Power
https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power

EDF — Flamanville EPR produces first electricity on the grid
https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/journalists/all-press-releases/update-on-the-flamanville-epr-the-reactor-produces-its-first-electrons-on-the-national-electricity-grid

Georgia Power — Vogtle Unit 4 enters commercial operation
https://www.georgiapower.com/news-hub/press-releases/vogtle-unit-4-enters-commercial-operation.html

UNECE — Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options
https://www.unece.org/sites/default/files/2021-09/202109_UNECE_LCA_1.2_clean.pdf

IEA — The Path to a New Era for Nuclear Energy
https://www.iea.org/reports/the-path-to-a-new-era-for-nuclear-energy/executive-summary

U.S. Nuclear Regulatory Commission — NuScale US460 Standard Design Approval
https://www.nrc.gov/cdn/doc-collection-news/2025/25-033.pdf

U.S. Nuclear Regulatory Commission — Natrium construction permit
https://www.nrc.gov/node/2156776

U.S. Nuclear Regulatory Commission — Long Mott Xe-100 application
https://www.nrc.gov/reactors/new-reactors/advanced/who-were-working-with/applicant-projects/long-mott

Canadian Nuclear Safety Commission — Darlington New Nuclear Project
https://www.cnsc-ccsn.gc.ca/eng/reactors/new-reactor-power-plant-projects/new-reactor-power-plant-facilities/darlington-new-nuclear-project/

WNA — Uranium Enrichment
https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/conversion-enrichment-and-fabrication/uranium-enrichment

WNA — Nuclear Power in China
https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/china-nuclear-power

WNA — Nuclear Power in Russia
https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/russia-nuclear-power

WNA — Nuclear Power in the United Kingdom
https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/united-kingdom

U.S. Nuclear Regulatory Commission – Pressurized Water Reactors
https://www.nrc.gov/reactors/power/pwrs

U.S. Nuclear Regulatory Commission – Boiling Water Reactors
https://www.nrc.gov/reactors/power/bwrs

03.13 — Geotermia

Il calore sotto i nostri piedi

La geotermia non è una sola macchina e non coincide soltanto con le centrali che producono elettricità. Una pompa di calore installata vicino a un edificio sfrutta la temperatura relativamente stabile del terreno superficiale; una centrale geotermoelettrica porta invece in superficie acqua o vapore da un serbatoio profondo; un sistema geotermico avanzato cerca di rendere permeabile una roccia calda che in natura non lascia passare abbastanza fluido. In tutti i casi si utilizza calore terrestre, ma cambiano profondità, temperatura, infrastrutture, costi e rischi.

Il calore interno della Terra proviene soprattutto dal calore residuo della formazione del pianeta, dal decadimento radioattivo di isotopi presenti nelle rocce e dai processi legati all'evoluzione e alla cristallizzazione del nucleo. È una risorsa fisica enorme, ma questa affermazione non dice quanta energia si possa estrarre in un luogo, a quale costo o per quanto tempo. Il calore è distribuito in modo disomogeneo e arriva verso la superficie attraverso conduzione e circolazione dei fluidi. Dove acqua e fratture trasportano il calore, la temperatura utile può essere raggiunta a profondità relativamente contenute; altrove occorre perforare più a fondo o la risorsa non è economicamente accessibile.

Il gradiente geotermico misura l'aumento della temperatura con la profondità. In aree continentali ordinarie, vicino alla superficie, l'ordine di grandezza è circa 25–30 °C per chilometro. Non è una costante della Terra: varia con la geologia, la conducibilità delle rocce, la circolazione dell'acqua, il vulcanismo e la presenza di faglie. Un gradiente elevato misurato in un pozzo non dimostra da solo l'esistenza di un giacimento. Per produrre elettricità da un sistema idrotermale servono contemporaneamente calore, fluido e permeabilità: il fluido deve poter circolare nella roccia e portare il calore fino ai pozzi.

Questa distinzione separa il calore presente dalla risorsa tecnica e dal giacimento sfruttabile. Una formazione può contenere molta energia termica

ma non avere abbastanza acqua o fratture; può avere una temperatura utile ma trovarsi troppo lontana dalla rete o dalla domanda; può essere tecnicamente perforabile ma troppo costosa o troppo rischiosa da sviluppare. Anche una risorsa già in produzione non è infinita nel senso pratico: estrarre più calore o fluido di quanto il serbatoio riesca a compensare può ridurre pressione e temperatura. La reiniezione aiuta a mantenere il bilancio del campo, ma non trasforma automaticamente ogni estrazione in un sistema inesauribile.

Dalla risorsa all'impianto

Prima di costruire una centrale occorre capire il sottosuolo. La ricognizione combina cartografia geologica, osservazione del territorio, analisi chimica delle acque e dei gas, misure geofisiche e modelli delle strutture profonde. Sismologia, gravimetria e magnetotellurica possono suggerire la presenza di fratture, fluidi o anomalie, ma non sostituiscono la perforazione. Il pozzo esplorativo è il momento in cui un'ipotesi geologica diventa una misura di temperatura, pressione, portata, permeabilità e composizione del fluido.

La fase esplorativa è diversa dalla perforazione dei pozzi di produzione. Prima di impegnare il capitale della centrale bisogna stimare la dimensione e il comportamento del serbatoio: quanto fluido può essere prodotto, quanto rapidamente si raffredda, come si distribuisce la pressione e dove collocare i pozzi di reiniezione. La validazione non è un atto unico. I dati di un pozzo cambiano il modello, e il modello orienta i pozzi successivi. Solo quando la risorsa appare sufficientemente caratterizzata si passa allo sviluppo del campo, alla costruzione della centrale e alle connessioni elettriche o termiche.

Un impianto geotermico comprende quindi più del generatore. Ci sono pozzi di produzione, tubazioni, separatori o scambiatori, pompe, sistemi di raffreddamento, apparecchi per trattare gas e sostanze disciolte, pozzi di reiniezione e strumenti di monitoraggio. La gestione osserva nel tempo pressione, temperatura, portata, chimica del fluido, corrosione, incrostazioni, subsidenza e sismicità. La silice e altri minerali possono depositarsi nelle tubazioni; sostanze corrosive possono accorciare la vita dei componenti. La

manutenzione e, in alcuni casi, nuovi pozzi possono essere necessari per mantenere la produzione.

Il rischio economico nasce prima dei ricavi: l'esplorazione richiede di spendere capitale per verificare temperatura, portata e permeabilità prima di sapere se il campo potrà sostenere un progetto. È un rischio geologico distinto da quello di costruire una centrale su una risorsa già provata.

Anche un campo validato può cambiare. La produzione può diminuire per raffreddamento locale, perdita di pressione, interferenza fra pozzi, incrostazioni o corrosione. La reiniezione può sostenere il bilancio idraulico, ma se il fluido freddo raggiunge troppo rapidamente i pozzi produttivi può ridurre la temperatura utile. La vita della centrale, quella dei pozzi e quella del serbatoio sono dunque concetti diversi. Non esiste un'unica durata valida per tutti i progetti.

Produrre elettricità dal calore

La trasformazione in elettricità dipende soprattutto dallo stato e dalla temperatura del fluido. Nei sistemi a vapore secco il vapore naturale arriva alla turbina e la fa ruotare direttamente. È una condizione relativamente rara: richiede un serbatoio che produca vapore in forma adatta all'impianto. Larderello è il caso storico italiano; negli Stati Uniti The Geysers è indicato dal Dipartimento dell'Energia come il più grande complesso a singola fonte geotermica.

Negli impianti flash il fluido arriva come acqua calda ad alta pressione. Quando la pressione viene ridotta, una parte dell'acqua passa rapidamente allo stato di vapore e alimenta la turbina. Il Dipartimento dell'Energia usa oltre 182 °C come riferimento divulgativo per descrivere i fluidi adatti al flash, ma questa soglia non è un confine universale: la scelta dipende dalla pressione, dalla chimica del fluido e dal progetto. Il liquido residuo può essere sottoposto a un secondo flash per recuperare altra energia, prima della gestione e della reiniezione.

Il ciclo binario permette di usare fluidi a temperatura più bassa. L'acqua geotermica passa in uno scambiatore e riscalda un secondo fluido, con punto di

ebollizione più basso, che vaporizza e aziona la turbina. Il fluido geotermico non entra direttamente nella turbina. Questo schema può ampliare il numero dei siti utilizzabili e ridurre alcune emissioni dirette; restano i problemi di perforazione, raffreddamento, pompe, acque profonde a elevata mineralizzazione, le cosiddette salamoie geotermiche, e gestione del serbatoio. Anche il rendimento elettrico è sensibile alla temperatura e alla differenza fra sorgente e dissipatore.

Potenza, energia e produzione descrivono grandezze differenti. La potenza nominale è la capacità istantanea dell'impianto e si misura in megawatt; la produzione è l'energia generata in un intervallo e si misura in megawattora, gigawattora o terawattora. Un impianto da 1 GW che funzionasse al 75% per un anno produrrebbe, come calcolo illustrativo, circa 6,6 TWh: 1 GW moltiplicato per 8.760 ore e per 0,75. Il risultato non è il consuntivo di un impianto, perché manutenzione, disponibilità, serbatoio e rete possono modificare la produzione.

Il 75% non è un rendimento termodinamico. È un fattore di utilizzo: indica quanta produzione si è ottenuta rispetto a quella teorica della capacità se avesse funzionato al massimo per tutto il periodo. L'IEA indica per la capacità geotermica mondiale un utilizzo medio superiore al 75% nel 2023. Il confronto mostra una caratteristica della fonte: la produzione può essere continua e programmabile in misura maggiore rispetto a fonti variabili, sostenendo la rete anche quando vento e sole producono poco. La disponibilità effettiva varia comunque fra gli impianti e la modulazione incontra limiti: cambiare portata e pressione può influire sul serbatoio, non soltanto sulla turbina.

Una fonte piccola ma continua

La geotermia elettrica ha una caratteristica paradossale: può funzionare molte ore, ma la sua scala mondiale è ancora ridotta. IRENA registra circa 15,4 GW di capacità geotermoelettrica installata alla fine del 2024 e circa 0,4 GW di nuova capacità aggiunta nello stesso anno. Sono dati di capacità e crescita annuale, non una misura della produzione effettiva. La capacità indica ciò che gli impianti

possono fornire in condizioni operative; la produzione osservata dipende dal loro funzionamento reale.

L'IEA colloca la geotermia sotto l'1% della domanda energetica mondiale. La quota comprende la geotermia nel suo insieme e non deve essere letta come quota della sola elettricità. Il limite quantitativo non cancella il vantaggio della continuità, ma lo mette nella giusta scala: una fonte può essere stabile e insieme rappresentare una parte piccola del sistema complessivo. La capacità mondiale è inoltre concentrata in luoghi dove il sottosuolo offre condizioni favorevoli e dove sono state costruite competenze, reti e impianti.

Gli Stati Uniti costituiscono un esempio di grande capacità assoluta senza trasformare la geotermia nella fonte dominante del sistema elettrico. Indonesia, Kenya, Islanda, Turchia e Italia mostrano invece funzioni diverse: risorse vulcaniche o tettoniche, uso significativo nel mix nazionale, integrazione fra elettricità e calore, oppure una lunga esperienza industriale. Più che formare un catalogo di Paesi, questi casi mostrano come la geografia della geotermia dipenda dalla combinazione fra sottosuolo, domanda, capitale e istituzioni.

La continuità non annulla la selettività. Il calore terrestre esiste ovunque, ma un impianto elettrico richiede una temperatura, una portata e una permeabilità sufficienti a una profondità che i pozzi possano raggiungere. Una risorsa accessibile vicino a una rete vale più, per un progetto concreto, dello stesso calore teorico lontano dagli utilizzatori. La geotermia non segue quindi soltanto la distribuzione del calore: segue anche la possibilità di trasformarlo in un servizio vendibile.

L'Italia e Larderello

La storia italiana comincia a Larderello, in Toscana. Nel 1904 vi fu realizzata la prima produzione elettrica geotermica; il Dipartimento dell'Energia statunitense identifica quel passaggio come la prima applicazione elettrica della geotermia e descrive Larderello come la più antica centrale a vapore secco. La storia non è soltanto un primato simbolico: decenni di perforazioni, gestione

dei campi, costruzione delle reti e formazione tecnica hanno creato una competenza difficile da separare dalla geologia locale.

La produzione italiana è oggi concentrata in Toscana, nelle province di Pisa, Siena e Grosseto. ISPRA registra per la fine del 2023 34 impianti, 915,8 MW di potenza nominale, 817,1 MW di potenza efficiente lorda e 5.692 GWh di produzione geotermoelettrica lorda. Le due misure di potenza non sono sinonime. La potenza nominale descrive la capacità indicata dal progetto o dall'impianto; quella efficiente lorda riguarda la potenza effettivamente disponibile secondo la definizione statistica adottata. Presentarle come un unico numero cancellerebbe una differenza utile.

Nello stesso indicatore ISPRA, la geotermia rappresenta il 2,15% della produzione elettrica nazionale. In Toscana vale circa il 36% della produzione elettrica regionale e oltre il 31% del fabbisogno elettrico regionale. Queste percentuali non sono intercambiabili: la prima divide la produzione geotermica per tutta la produzione italiana; la seconda usa la produzione regionale come denominatore; la terza usa la domanda regionale. Una quota può essere alta in un territorio produttore e rimanere contenuta nel Paese intero. È il caso italiano.

Terna riporta per il sistema elettrico italiano del 2024 una domanda di 311,9 TWh e una produzione netta di 263,2 TWh. Sono dati di contesto generale e appartengono a un anno diverso dal consuntivo geotermico ISPRA appena descritto. Secondo Terna, nel 2024 la produzione geotermica è diminuita dello 0,8% rispetto al 2023; il dato esprime una variazione annuale e non sostituisce la serie ISPRA su impianti, potenza e produzione. Il confronto fra la produzione geotermica lorda del 2023 e i totali elettrici netti del 2024 richiederebbe perimetri e anni omogenei, quindi non consente di ricavare una nuova quota nazionale.

L'Italia mostra dunque due scale. In Toscana la geotermia è una componente visibile del paesaggio energetico, industriale e amministrativo; nel bilancio nazionale è una fonte contenuta. Questa differenza non è una contraddizione: dipende dalla concentrazione territoriale. Proprio per questo il caso italiano

permette di osservare insieme geologia, storia industriale, infrastruttura e distribuzione geografica dei benefici e dei problemi.

Usare direttamente il calore

Non tutto il calore deve essere trasformato in elettricità. Se la temperatura è adatta e la domanda è vicina, usarlo direttamente può evitare una conversione intermedia. Una rete di calore può distribuire acqua calda a edifici pubblici, abitazioni o attività produttive. Il progetto deve però far incontrare sorgente e domanda: le tubazioni costano, occupano spazio, perdono calore e richiedono utenti abbastanza vicini e continuativi.

Gli usi comprendono riscaldamento, acqua calda, serre, acquacoltura, essiccazione e alcuni processi industriali. Il fluido può passare prima in un impiego che richiede temperatura più alta e poi cedere il calore residuo a un secondo utilizzo. La cascata è tecnicamente interessante, ma non è automatica: il secondo utilizzatore deve trovarsi nel posto giusto, avere una domanda compatibile e poter gestire temperatura, portata e qualità dell'acqua.

La revisione mondiale di Lund e Toth riferita al 2020 stima 107.727 MWt di capacità per gli usi diretti e 1.020.887 TJ all'anno di energia utilizzata, equivalenti a circa 283.580 GWh termici. MWt significa megawatt termici: non sono megawatt elettrici e non vanno sommati alla capacità delle centrali. Allo stesso modo, i terajoule e i gigawattora termici misurano calore utilizzato, non elettricità prodotta.

Nella stessa revisione, le pompe di calore geotermiche rappresentano il 71,6% della capacità degli usi diretti e il 59,2% dell'energia annua utilizzata. Il dato mostra perché parlare soltanto di centrali elettriche riduce la geotermia a una parte del fenomeno. È però una fotografia mondiale del 2020, non un consuntivo del 2025 o del 2026. La sua funzione è mostrare la scala e la composizione degli usi termici, mantenendo separati calore ed elettricità.

La vicinanza alla domanda condiziona anche la convenienza. Il calore non si trasporta con la stessa facilità dell'elettricità su grandi distanze: una rete termica può essere efficace in un bacino urbano o produttivo, ma non rende

automaticamente utile una risorsa isolata. Questo spiega il valore di serre e processi localizzati vicino al campo, ma anche il limite di una fonte che non può essere valutata soltanto dalla quantità di calore sotterraneo.

Le pompe di calore geotermiche

Una pompa di calore geotermica usa il terreno come sorgente di calore in inverno e come pozzo termico in estate. Non genera elettricità dal sottosuolo. Un compressore alimentato elettricamente fa circolare un fluido in un ciclo frigorifero: in riscaldamento assorbe calore dal terreno e lo trasferisce all'edificio; in raffrescamento compie il percorso inverso e scarica calore nel terreno o nell'acqua.

I circuiti possono essere orizzontali, con tubi a bassa profondità distribuiti su una superficie ampia, oppure verticali, con sonde inserite in perforazioni più profonde e in un'area minore. I sistemi aperti prelevano e restituiscono acqua di falda e richiedono attenzione a portata, qualità, autorizzazioni e interferenze con altre falde o utilizzazioni. La scelta dipende da terreno, spazio, clima, edificio, domanda stagionale e condizioni idrogeologiche.

Il COP, coefficiente di prestazione, è il rapporto fra il calore ceduto e l'elettricità assorbita in una determinata condizione di funzionamento. Un COP pari a 4 può essere usato come esempio definitorio: in quelle condizioni, quattro unità di calore vengono cedute all'edificio per ogni unità di elettricità assorbita. Non è un valore tipico garantito e non è una prestazione annuale. La prestazione stagionale, indicata da SPF o da indicatori analoghi, deve includere le condizioni variabili e chiarire se considera pompe, ventilatori e altri ausiliari.

La stabilità della temperatura del terreno può mantenere elevato il coefficiente di prestazione, ma il risultato dipende dalla progettazione. Un edificio poco isolato richiede più calore; terminali che lavorano a temperature diverse cambiano la prestazione; un circuito mal dimensionato può raffreddare progressivamente il terreno o accumulare calore; clima e bilanciamento annuale modificano il risultato. Anche il beneficio climatico dipende dall'elettricità consumata e dal mix con cui viene prodotta. L'energia trasferita dal terreno richiede comunque elettricità e infrastrutture.

Il costo iniziale comprende macchina, sonde o scavi, collettori, opere interne, progettazione, autorizzazioni e adeguamento dell'edificio. I prezzi commerciali statunitensi non descrivono automaticamente il mercato italiano, perché cambiano valuta, salari, profondità, terreno, potenza e norme. Nel confronto fra pompe geotermiche e altri sistemi di riscaldamento bisogna quindi separare investimento, consumi, manutenzione e durata dei diversi componenti. Qui conta soprattutto distinguere la pompa di calore geotermica dalla centrale geotermoelettrica.

Il costo comincia nel sottosuolo

Il costo geotermico comincia prima della centrale. L'esplorazione richiede studi, misure e perforazioni che possono non confermare una risorsa sufficiente. È un costo affondato: anche un pozzo utile per conoscere il sottosuolo può non diventare un pozzo produttivo. Nel programma Global Geothermal Development Plan, o GGDP, la Banca mondiale indica circa il 15% dell'investimento totale da spendere in anticipo per validare la risorsa e spesso oltre due anni prima di raggiungere una fiducia sufficiente per lo sviluppo. La percentuale descrive il rischio esplorativo nel contesto studiato e non costituisce una regola contabile universale.

La perforazione concentra una parte importante della complessità: profondità, roccia, pressione, temperatura, casing, cemento, logging, sicurezza, fluidi corrosivi e gestione dei rifiuti. Nel contesto DOE degli EGS, casing e cementazione possono rappresentare circa il 30–40% o più del costo del pozzo. Questa è una quota del costo del pozzo, non del costo totale della centrale. Il dato mostra perché innovazioni sui materiali e sulla costruzione possano incidere sul costo finale senza rendere irrilevanti esplorazione, impianti e rete.

Dopo i pozzi arrivano centrale e infrastruttura: turbine o ciclo binario, separatori, scambiatori, condensatori, raffreddamento, pompe, trattamenti chimici, tubazioni, reiniezione e connessione elettrica. Per il calore diretto si aggiungono rete, sottostazioni e allacci. I costi operativi comprendono personale, energia per le pompe, manutenzione, trattamento del fluido, sostituzione dei componenti e, quando necessario, nuovi pozzi. Per questo

CAPEX, OPEX, costo livellato, prezzo di mercato dell'elettricità e prezzo del calore sono grandezze diverse.

IRENA stima per gli impianti geotermici commissionati nel 2024 un costo livellato medio ponderato globale di 0,060 USD/kWh. Nella stessa serie, il valore del 2010 era 0,055 USD/kWh. Il confronto non racconta il costo di un singolo progetto italiano né il prezzo pagato dal consumatore. Indica che il costo medio mondiale della geotermia, in quel campione di nuovi impianti, non ha seguito il calo rapido osservato in altre tecnologie rinnovabili. Il costo livellato incorpora ipotesi su investimento, funzionamento, finanziamento e durata: non è una bolletta.

Garanzie, fondi pubblici, finanziamenti agevolati e condivisione della perforazione fra settore pubblico e privato possono distribuire il rischio iniziale che il credito commerciale assorbe con difficoltà. Il rischio geologico rimane e la competitività del campo dipende ancora da portata, temperatura, durata, costi di connessione e domanda per il calore o l'elettricità.

Emissioni, acqua e territorio

La geotermia non ha un profilo ambientale unico. In un impianto a vapore secco o flash il fluido del sottosuolo arriva in superficie e può contenere gas non condensabili e sostanze disciolte. Possono essere presenti anidride carbonica, metano, idrogeno solforato, ammoniaca, anidride solforosa e tracce di mercurio, arsenico o boro. La quantità e la rilevanza dipendono dal campo, dalla chimica, dal trattamento e dal modo in cui il fluido viene gestito.

L'idrogeno solforato, H_2S, è soprattutto un problema locale di odore e qualità dell'aria, non una misura delle emissioni climatiche. La CO_2 può essere di origine geologica e non derivare dalla combustione di un combustibile. Per valutare il clima bisogna misurare le emissioni del sito e, quando si confrontano tecnologie, includere confini coerenti di ciclo di vita: acciaio, cemento, perforazione, impianto, trasporti, sostituzioni, esercizio e fine vita. Non esiste un valore universale di grammi di CO_2 equivalente per kilowattora valido per ogni centrale geotermica.

Nel ciclo binario il fluido geotermico passa in uno scambiatore e non entra direttamente nella turbina. Questo può ridurre le emissioni operative dirette associate al fluido; pompe, raffreddamento, perforazione e ciclo di vita continuano però a produrre consumi e impatti. La reiniezione restituisce al sottosuolo il fluido mineralizzato e i gas disciolti, ma richiede pozzi integri, monitoraggio e controllo del rapporto fra produzione e ricarica.

L'acqua ha più di una misura. Bisogna distinguere il fluido geotermico prodotto e reiniettato, l'acqua usata per perforare, quella consumata per evaporazione e quella che circola nei sistemi di raffreddamento. Il raffreddamento ad acqua può avere consumi diversi dal raffreddamento ad aria; la scelta dipende da clima, temperatura, disponibilità idrica e rendimento. Un valore di consumo è quindi significativo soltanto se specifica tecnologia, sistema di raffreddamento e confini del calcolo.

Il progetto occupa anche territorio. Pozzi, piazzole, strade, tubazioni, linee elettriche, torri di raffreddamento e reti termiche modificano il paesaggio e generano rumore durante la perforazione e la manutenzione. Odori e pennacchi visibili possono diventare importanti per chi vive vicino all'impianto anche quando la superficie occupata è contenuta rispetto alla produzione. Gli impatti devono essere descritti per luogo, durata e fase del progetto: area del recinto, corridoi delle infrastrutture e trasformazioni temporanee non sono la stessa superficie.

Subsidenza, sismicità e comunità

L'estrazione e la reiniezione possono modificare pressione e stress nelle rocce. La subsidenza è l'abbassamento del terreno; la microsismicità comprende eventi registrati dagli strumenti e spesso non percepiti; un evento percepito o dannoso è un'altra categoria. Confondere questi fenomeni porta a descrivere ogni segnale sismico come un terremoto pericoloso oppure a ignorare un rischio reale perché molti eventi sono piccoli.

La gestione di un campo idrotermale ordinario, la reiniezione e la stimolazione di un EGS hanno meccanismi diversi. Negli EGS l'iniezione ad alta pressione serve a creare o riaprire percorsi nel sottosuolo e può aumentare la probabilità

di riattivare una faglia già sottoposta a stress. La profondità, il volume iniettato, la rapidità della variazione di pressione, la geologia e la distanza dalle faglie influenzano la risposta. Le condizioni non sono note in modo completo prima della perforazione, motivo per cui monitoraggio e procedure progressive sono essenziali.

Basel offre un caso concreto: nel 2006 l'iniezione ad alta pressione di un progetto geotermico provocò un evento di magnitudo ML 3,4 secondo il Servizio sismologico svizzero e il progetto fu fermato. A St. Gallen, nel 2013, fu registrato un evento di ML 3,5 in rapporto a un progetto geotermico. Questi casi mostrano che la stimolazione può incontrare condizioni geologiche difficili; non dimostrano che ogni impianto geotermico produca terremoti percepibili.

Pohang è un caso diverso per scala dell'evento. Nel 2017 un terremoto di magnitudo Mw 5,4 fu valutato dallo studio di Kim e colleghi pubblicato su Science come un evento indotto dai fluidi iniettati nel sito EGS, sulla base di dati geologici e geofisici. È un terremoto dannoso e non deve essere minimizzato; è però un caso specifico di stimolazione EGS e non una misura del rischio di tutte le centrali convenzionali.

Un progetto può ridurre il rischio con caratterizzazione delle faglie, rete sismica, misure di pressione e portata, stimolazione per fasi e protocolli traffic light. Questi protocolli definiscono quando proseguire, ridurre o fermare l'iniezione in base a magnitudo, frequenza, localizzazione e altri indicatori. Le soglie non sono universali: dipendono dal sito, dalle abitazioni vicine, dalla sismicità naturale e dalle regole applicabili.

La comunità valuta una distribuzione concreta di benefici e costi. Può ricevere calore, entrate locali, infrastrutture e lavoro, mentre sopporta rumore, traffico, odori, trasformazioni del paesaggio e rischio percepito. La qualità della consultazione e la pubblicazione dei monitoraggi sono parte del progetto, non un'aggiunta comunicativa. Una contestazione non prova da sola un danno; un beneficio economico non dimostra da solo l'accettazione. Servono dati locali e trasparenza sui rischi residui.

Allargare la geografia della geotermia

La geotermia convenzionale dipende da sistemi naturali favorevoli. Le tecnologie avanzate cercano di separare il potenziale dalla presenza di un serbatoio idrotermale già pronto. Gli Enhanced Geothermal Systems, o EGS, iniettano fluido in una roccia calda per creare o riaprire fratture e aumentare la permeabilità. Il fluido circola nel volume stimolato, si riscalda e viene riportato in superficie. Il principio amplia la geografia possibile, ma aggiunge complessità tecnica e rischio sismico.

I sistemi avanzati a circuito chiuso, spesso definiti AGS, Advanced Geothermal Systems, seguono un'altra strada. Tubazioni profonde formano un circuito sigillato nel quale il fluido scambia calore per conduzione, senza dipendere dalla permeabilità naturale o dalla stimolazione della roccia come negli EGS. La scala e la profondità li distinguono dalle sonde superficiali delle pompe di calore descritte in precedenza. Questo schema può ridurre alcuni problemi di controllo del fluido, ma pone domande su superficie di scambio, profondità, materiali, costo della perforazione, potenza netta e durata. Un prototipo dimostra il principio; l'affidabilità commerciale per decenni richiede dati operativi più lunghi.

I sistemi superhot cercano risorse oltre 375 °C secondo la definizione DOE. A temperature così alte il fluido può avere proprietà diverse da quelle dell'acqua ordinaria e trasportare molta energia per volume. Crescono però le difficoltà di materiali, corrosione, strumenti, cementazione, controllo del pozzo e sicurezza. Il superhot geothermal appartiene quindi alla frontiera della ricerca e dei progetti pilota, non a una flotta commerciale già diffusa.

FORGE e altri progetti DOE servono a sviluppare e verificare tecniche di perforazione, stimolazione, monitoraggio e controllo del serbatoio. Il Dipartimento dell'Energia stima che progressi negli EGS potrebbero portare negli Stati Uniti ad almeno 90 GW di capacità entro il 2050. Si tratta di un potenziale tecnico o scenario, distinto dalla capacità installata oggi. Anche le stime IEA fino a 800 GW e quasi 6.000 TWh annui entro il 2050 descrivono un potenziale di mercato condizionato a innovazione, riduzioni dei costi e sviluppo di progetti, non un esito garantito.

La riduzione dei costi è una condizione decisiva per passare dai progetti pilota a una diffusione più ampia. Una parte dell'ipotesi di progresso si basa sul trasferimento di competenze sviluppate dall'industria petrolifera: perforazione, completamento dei pozzi, interpretazione del sottosuolo e gestione di grandi progetti. Questo trasferimento può migliorare tecniche e costi, ma non cancella le differenze di temperatura, fluidi, materiali e rischio. I risultati osservati dei dimostratori restano quindi più importanti delle riduzioni di costo ipotizzate negli scenari.

Dove la geotermia ha senso

Il capitolo conduce a una distinzione semplice: l'abbondanza del calore nel sottosuolo non coincide con la disponibilità di energia utile. La domanda decisiva non è quanta energia contenga la Terra, ma dove sia possibile estrarne abbastanza, mantenerne la produzione e usare il calore o l'elettricità senza trasferire costi e rischi sproporzionati sul territorio. Per questo la geotermia può avere un ruolo decisivo in un luogo e marginale altrove. Le tecnologie avanzate potranno spostare questo confine soltanto quando risultati operativi, non potenziali teorici, dimostreranno che pozzi e impianti funzionano nel tempo.

Fonti e riferimenti

IEA – The Future of Geothermal Energy, 2024
https://www.iea.org/reports/the-future-of-geothermal-energy

IEA – Executive summary: The Future of Geothermal Energy, 2024
https://www.iea.org/reports/the-future-of-geothermal-energy/executive-summary

U.S. Department of Energy – Geothermal Electricity Generation
https://www.energy.gov/hgeo/geothermal/geothermal-electricity-generation

U.S. Department of Energy – Geothermal Basics
https://www.energy.gov/hgeo/geothermal/geothermal-basics

U.S. Department of Energy – Enhanced Geothermal Systems
https://www.energy.gov/hgeo/geothermal/enhanced-geothermal-systems

World Bank – The Global Geothermal Development Plan: Mitigating Upstream Cost and Risk, 2020
https://www.worldbank.org/en/results/2020/11/10/the-global-geothermal-development-plan-mitigating-upstream-cost-and-risk

ISPRA – Produzione lorda di energia elettrica da impianti da fonti rinnovabili
https://indicatoriambientali.isprambiente.it/it/energia/produzione-lorda-di-energia-elettrica-da-impianti-da-fonti-rinnovabili

Terna – Pubblicazioni statistiche
https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche

Lund e Toth – Direct Utilization of Geothermal Energy 2020 Worldwide Review
https://worldgeothermal.org/pdf/IGAstandard/WGC/2020/01018.pdf

IRENA – Renewable Capacity Statistics 2025
https://www.irena.org/Publications/2025/Mar/Renewable-capacity-statistics-2025

IRENA – Renewable Power Generation Costs in 2024
https://www.irena.org/Publications/2025/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024

Swiss Seismological Service – Geothermal Energy and Induced Earthquakes
https://www.seismo.ethz.ch/en/knowledge/geothermal-energy-earthquakes/geothermal-energy-and-induced-earthquakes/

Kim et al. – Assessing whether the 2017 Mw 5.4 Pohang earthquake was an induced event
https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/29700224/

03.14 — Solare termico

Il calore che viene dal Sole

Il Sole manda sulla Terra, nelle ore centrali di una giornata serena, circa mille watt per metro quadrato di radiazione: abbastanza per scaldare, se concentrata, una lastra d'acciaio fino al calor bianco. Da decenni sappiamo catturare quella radiazione in due modi diversi. Il fotovoltaico, trattato nel capitolo 03.17, la trasforma direttamente in elettricità. Il solare termico fa qualcosa di più antico: la lascia assorbire da una superficie scura e la converte in calore, l'energia che scalda l'acqua, gli edifici e i processi industriali.

La differenza non è un dettaglio tecnico: è una questione di scala. Il calore è il primo consumo energetico del mondo — circa la metà dell'energia finale che l'umanità usa serve a scaldare qualcosa — e i combustibili fossili continuano a dominarne la produzione. Secondo il programma Solar Heating and Cooling dell'Agenzia internazionale dell'energia, edifici e industria assorbono da soli circa il 97% della domanda finale di calore. Un collettore solare non produce elettroni da vendere: genera calore da usare dove serve, e questo cambia tutto il modo di misurarlo e di valutarne l'economia.

Gran parte del calore che il mondo consuma è a temperature basse o medie: acqua calda, aria, vapore industriale tra i 100 e i 200 gradi. È il territorio naturale del solare termico, che oggi copre una frazione trascurabile di quel consumo. C'è poi una differenza che attraverserà tutto il capitolo: il calore si accumula a basso costo, l'elettricità no. Un serbatoio d'acqua o una vasca sotterranea spostano il calore di ore o di stagioni con materiali comuni; immagazzinare elettricità costa molto di più. È questa asimmetria, più di ogni altra cosa, a definire il ruolo del calore solare nella transizione.

Il meccanismo è semplice. Un collettore è una superficie scura che assorbe la radiazione e la cede a un fluido che scorre al suo interno: acqua, miscela antigelo o aria. Le perdite principali sono la riemissione infrarossa, la convezione verso l'aria e la conduzione: per questo i collettori buoni hanno rivestimenti selettivi, una copertura trasparente e isolamento. Più alta è la

temperatura richiesta, più crescono le perdite, e la tecnologia si sceglie in base alla temperatura. La forma più antica è passiva — grandi vetrate a sud che lasciano entrare il sole e lo accumulano nelle pareti — mentre i collettori sono la versione attiva, che pompa il calore dove serve. In entrambi i casi si tratta di calore, e la differenza col fotovoltaico resta la stessa: elettroni o calore utile.

C'è poi una distinzione fisica che divide in due il settore. La radiazione solare ha una componente diretta, quella che arriva in linea retta dal disco solare, e una diffusa, quella sparsa dalle nuvole. I collettori piani sfruttano entrambe; le centrali a concentrazione possono usare solo la diretta, perché i raggi diffusi non si possono focalizzare: per questo il solare termodinamico vive nei deserti, mentre un pannello per l'acqua calda funziona anche con cielo coperto.

Dal tetto al serbatoio

L'applicazione più diffusa è l'acqua calda sanitaria. Un impianto domestico tipico è fatto di pochi metri quadrati di collettori, un serbatoio di accumulo di 200–400 litri per una famiglia e una pompa con la sua centralina; nei climi caldi dominano i sistemi termo-sifone, senza pompa, in cui l'acqua circola da sola per convezione: è la tecnologia di massa di Cina, India e America Latina. Per confrontare i mercati, le statistiche internazionali convertono un metro quadrato di collettore in 0,7 chilowatt termici di potenza nominale: non è una legge fisica, ma una convenzione condivisa, e va sempre tenuto presente che qui si parla di potenza termica, non elettrica.

Le tecnologie si distinguono per temperatura e costo, come le classifica l'amministrazione americana dell'energia. Il collettore non vetrato — un assorbitore scuro senza copertura — è il più semplice ed efficiente a bassa temperatura: scalda le piscine, dove bastano 25–35 °C. Il collettore piano vetrato, lo standard degli edifici, lavora bene tra 30 e 80 °C, con efficienze di picco del 60–80%. Il tubo sottovuoto, in cui l'assorbitore è isolato dal vuoto, spinge le temperature tra 50 e 120 °C e tiene le prestazioni anche con climi freddi o nuvolosi: in Cina rappresenta circa tre quarti delle vendite. I collettori ad aria, infine, scaldano direttamente l'aria per essiccazione e ventilazione.

Il mercato cinese dei termo-sifone a tubi sottovuoto è un esempio di economia industriale di scala: decine di milioni di impianti venduti a prezzi che in Europa sarebbero impensabili, in un paese dove l'acqua calda solare è la norma dal 2000. In Europa, al contrario, l'impianto tipico è a circolazione forzata, con pompa e centralina, e costa di più perché costa di più la manodopera: è una delle ragioni per cui il mercato europeo dipende dagli incentivi molto più di quello asiatico o latinoamericano.

Qui va introdotta una distinzione che spiega molti fraintendimenti: l'efficienza del collettore non è il rendimento del sistema. Il collettore misura quanta radiazione diventa calore nel punto di produzione; il sistema comprende anche le perdite di accumulo, di distribuzione e il consumo della pompa. Per un impianto di acqua calda ben progettato in Europa meridionale, il rendimento annuo complessivo — calore utile consegnato diviso radiazione incidente — è dell'ordine del 35–45%, anche se il collettore da solo arriva al 60–80% nelle condizioni di picco. Il risultato concreto, in un clima come quello italiano, è che un metro quadrato di collettore ben progettato consegna ogni anno 400–600 kWhth di calore utile: è il numero con cui si stima la produzione di un impianto prima di costruirlo.

Il dimensionamento segue una regola pratica semplice, raccomandata dall'associazione europea dell'industria del riscaldamento (EHI): circa un metro quadrato di collettore per persona, con un serbatoio adeguato, per coprire il 50–70% del fabbisogno annuo di acqua calda in un clima mediterraneo. Nessuno progetta il 100%: d'estate l'impianto produce in eccesso, d'inverno non basta mai, e il 100% richiederebbe sovradimensionamenti costosi. La quota coperta dal sole si chiama solar fraction ed è il numero che conta davvero, più della potenza installata. Gli impianti richiedono poca manutenzione — controlli periodici del fluido e dell'antigelo — e durano decenni.

Il conflitto vero di questo mercato è sul tetto. Un metro quadrato di falda occupato da pannelli fotovoltaici non può ospitare collettori termici, e negli ultimi anni quasi ovunque la convenienza e gli incentivi hanno favorito il fotovoltaico, spesso abbinato a pompe di calore, a scapito del solare termico residenziale: è la causa principale del declino descritto più avanti.

Riscaldare case, reti e industrie

L'acqua calda è facile perché la domanda è costante tutto l'anno. Il riscaldamento è difficile perché la domanda massima cade d'inverno, quando il sole rende meno: servono superfici maggiori e serbatoi più grandi, e anche così il solare copre una quota modesta, tipicamente il 20–40% del fabbisogno annuo con accumulo giornaliero. Negli impianti combinati, che producono acqua calda e contribuiscono al riscaldamento, la superficie sale a 10–20 metri quadrati e il serbatoio a 500–2.000 litri: è il confine tra un impianto semplice e uno complesso. Questi sistemi lavorano molto meglio con pavimenti radianti a 30–40 °C che con radiatori a 70 °C: a parità di collettori la resa migliora sensibilmente. Il quadro normativo comincia a riconoscere il ruolo del calore solare: in Germania, dal 2024, i nuovi impianti di riscaldamento devono coprire almeno il 65% del fabbisogno con energie rinnovabili, e il solare termico è una delle opzioni ammesse, di solito in coppia con una caldaia a biomassa o una pompa di calore.

Quando il calore serve a un'intera città, la scala cambia e il solare torna competitivo: è il teleriscaldamento solare, grandi campi di collettori collegati a reti di distribuzione, spesso con accumuli stagionali. Alla fine del 2024 nel mondo erano operativi 346 sistemi per circa 2 GWth complessivi, con 2,8 milioni di metri quadrati di collettori, secondo REN21; nel solo 2024 ne sono stati commissionati dieci nuovi, per 74 MWth.

La Danimarca è il paese che ha inventato la scala. A Vojens, 70.000 metri quadrati di collettori, circa 49 MWth, alimentano la rete di teleriscaldamento locale insieme a un accumulo stagionale in vasca di 200.000 metri cubi, il più grande del mondo: il sole copre oltre metà del calore annuo di circa duemila famiglie. A Silkeborg il campo solare è ancora più esteso, 156.694 metri quadrati per 110 MWth, il più grande del mondo per superficie, e scalda l'equivalente di quasi ventimila abitazioni. A Dronninglund, 26 MWth con una vasca stagionale di circa 60.000 metri cubi, il sole copre metà del fabbisogno di 1.350 clienti, con un'efficienza della vasca superiore al 90%: sono i numeri documentati nei case study di Solar Heat Europe e PlanEnergi. Le vasche stagionali — riserve d'acqua, o di ghiaia satura d'acqua, isolate e coperte, da

dieci a duecentomila metri cubi — sono il componente che rende possibili quote solari del 40–50% nel teleriscaldamento nord-europeo. Il modello si esporta: il più grande nuovo impianto del 2024 è in Olanda, a Groningen, 34 MWth, e campi con accumulo stagionale sono in pianificazione a Pristina, in Kosovo, e a Novi Sad, in Serbia.

C'è poi il calore per l'industria, il mercato potenzialmente più grande: l'industria consuma più della metà del calore finale mondiale, quasi tutto da combustibili fossili, e gran parte a temperature che un collettore può raggiungere. I progetti SHIP, solar heat for industrial processes, crescono senza clamore: a fine 2024 risultavano almeno 1.315 impianti per 1.071 MWth complessivi, e nel solo 2024 ne sono entrati in funzione 106 in venti paesi, per 120 MWth, il maggior incremento di capacità degli ultimi cinque anni, con altri 125 MWth in costruzione, secondo le statistiche REN21. L'industria alimentare conta il maggior numero di impianti, il settore minerario la maggior capacità; le statistiche sulle grandi applicazioni non residenziali includono anche un caso fuori dalla manifattura: il più grande impianto commerciale registrato nel 2024, un campo a collettori parabolici da 79,8 MWth, è al servizio di un grande complesso ricreativo a Handan, in Cina. La geografia sorprende: l'Oman guida per capacità installata, seguito da Cina e Australia; per numero di impianti, tra il 2017 e il 2024, guidano Messico, Paesi Bassi e Cina, e a fine 2024 tre impianti multi-megawatt per le miniere di rame cilene erano in costruzione con il fornitore di calore Gasco. La quota degli impianti sopra i 100 °C cresce rapidamente: i collettori piani e sottovuoto arrivano fino a circa 100 °C, i concentratori fino a circa 400.

Il raffrescamento solare chiude il quadro: il calore dei collettori può alimentare macchine frigorifere che producono acqua fredda per il condizionamento senza usare il compressore elettrico dei comuni climatizzatori. Ne esistono due tipi principali. Nelle macchine ad assorbimento, il fluido refrigerante viene sciolto in un altro liquido; in quelle ad adsorbimento aderisce invece alla superficie di un materiale solido, come il gel di silice. Il calore solare lo separa dal liquido o dal solido e fa ripartire il ciclo, permettendo di produrre freddo proprio quando il sole scotta. La tecnologia esiste da decenni ma è rimasta di nicchia: Solar Heat Worldwide conta circa duemila impianti di condizionamento solare nel mondo,

una statistica frammentaria, con potenze da decine di kilowatt a pochi megawatt; il più grande sistema documentato, a Izmir in Turchia, eroga 3,5 MW di potenza frigorifera.

La geografia del calore solare

Il solare termico è una tecnologia di massa, presente in almeno 134 paesi, ma concentrata in pochi. Alla fine del 2023 la capacità operativa mondiale era di 560 GWth, pari a 800 milioni di metri quadrati di collettori; a fine 2024 è scesa a circa 544 GWth: per la prima volta le dismissioni hanno superato le nuove installazioni. Le aggiunte sono state 21 GWth nel 2023 e 17,8 GWth nel 2024, il 14% in meno: il mercato declina dal 2013, con l'unica eccezione del 2021. Eppure la capacità in esercizio produce ancora circa 443 TWhth all'anno, secondo Solar Heat Worldwide: il calore di 261 milioni di barili di petrolio. I numeri sono quelli raccolti ogni anno da REN21 nei suoi Global Status Report, che integrano le statistiche nazionali.

La Cina domina: 391,8 GWth a fine 2024, circa il 72% del totale mondiale, quasi tutto in scaldacqua termo-sifone a tubi sottovuoto destinati alle case. Ma anche il gigante cinese declina: le vendite calano dal 2014 e nel 2024 sono scese del 17%, per la crisi del settore immobiliare e la saturazione del mercato rurale. I mercati in crescita sono altrove: il Brasile ha aggiunto 1,42 GWth nel 2024, secondo mercato al mondo per nuove installazioni, con i collettori per piscine a fare la parte del leone; la Turchia, con 19,6 GWth complessivi, è cresciuta del 10%; e in generale l'America Latina, dove il calore solare costa meno dell'elettricità o del gas che dovrebbe sostituire.

L'Europa, con 43,6 GWth a fine 2024, vale circa l'8% del totale mondiale ed è sostanzialmente ferma: +0,4% nell'anno, con appena 0,87 GWth di nuove installazioni, secondo il Market Outlook di Solar Heat Europe. La Germania, il mercato storico più grande, è scesa da 15,8 GWth a fine 2023 a circa 14,2 GWth a fine 2024, per effetto delle dismissioni e di vendite in calo del 46% nel 2023 e del 42% nel 2024; la Grecia, con 4 GWth, è oggi il mercato europeo più dinamico, con un record di 323 MWth installati nel 2023. La classifica per

abitante è dominata da piccoli paesi soleggiati: Barbados, Cipro, Grecia, Israele, Austria.

L'Italia è stata tra i primi cinque mercati europei. A fine 2023 aveva 3,9 GWth di collettori, pari a 5,6 milioni di metri quadrati, secondo le statistiche REN21; le vendite sono crollate del 33% nel 2023, dopo due anni eccezionali gonfiati dal Superbonus 110% — più 83% nel 2021, più 43% nel 2022 — e sono calate ancora del 36% nel 2024. La produzione di calore solare nel 2023 è stata di 11.363 TJ, circa 3,16 TWhth, secondo il MASE; sul totale dei consumi termici italiani, le fonti rinnovabili coprono il 21,7%, secondo il GSE, e il solare termico ne è una componente minoritaria, lontana da biomasse e pompe di calore. Il paradosso italiano: il paese ha un'industria e un know-how storico, ma un mercato prima gonfiato e poi abbandonato dagli incentivi.

Il confronto con il fotovoltaico rende la misura del divario: nel 2024 il mondo ha installato 451 GW di fotovoltaico, oltre venticinque volte le aggiunte del solare termico, portando il totale solare elettrico a 1.865 GW. Le due capacità misurano prodotti diversi e non sono direttamente confrontabili, ma la distanza tra i rispettivi mercati mostra dove si sono concentrati capitali, politiche e attenzione.

Il sole concentrato

Il solare termodinamico a concentrazione, CSP, è un'altra storia: una centrale termoelettrica il cui combustibile è il sole. Specchi di grandi dimensioni concentrano la radiazione diretta su un ricevitore, che scalda un fluido; il fluido genera vapore; il vapore aziona una turbina e un generatore. I collettori parabolici lineari concentrano la luce da 30 a 100 volte e lavorano tra 150 e 400 °C; le torri, con campi di eliostati che inseguono il sole, arrivano a circa 1.500 volte e a 250–650 °C; i riflettori a Fresnel e le parabole a disco completano la famiglia, come li descrive l'amministrazione americana dell'energia. Il vincolo è la radiazione diretta: servono siti con radiazione diretta normale elevata (DNI, Direct Normal Irradiance), tipicamente sopra i 1.800–2.000 kWh per metro quadrato all'anno — deserti, altipiani, certe coste — e per questo il CSP è una tecnologia geograficamente selettiva.

La scala mondiale è piccola e in stallo fuori dalla Cina. A fine 2024 la capacità era di 6,9 GW secondo IRENA e 7,2 GW secondo REN21: due serie che contano con perimetri e tempi di consolidamento diversi e non vanno sottratte tra loro. A fine 2025, sempre nella serie IRENA, la capacità raggiunge circa 7,8–7,9 GW, con aggiunte di circa 0,9 GW nel 2025 calcolate sulla stessa serie: 511,2 GW di aggiunte solari totali, di cui 510,3 di fotovoltaico. Nel 2024 i nuovi collegamenti sono stati 350 MW, di cui 250 in Cina; il fotovoltaico, nello stesso anno, ne ha aggiunti più di 450 GW, secondo IRENA. Il CSP è una tecnologia di nicchia.

La geografia è concentrata e segnata da una sola grande ondata: la Spagna tra il 2008 e il 2013, con 2,3 GW — la flotta più grande del mondo, da allora senza un impianto nuovo — e gli Stati Uniti tra il 2013 e il 2014, con 1,5 GW. Un caso emblematico è Ivanpah, 393 MW su tre torri e senza accumulo. L'impianto ha rischiato la chiusura anticipata perché la sua energia era ritenuta fuori mercato rispetto a fotovoltaico e batterie, ed è rimasto in esercizio dopo che l'autorità californiana ha respinto l'accordo di risoluzione. La vicina torre di Crescent Dunes, 110 MW a sali fusi, è rimasta ferma anni per perdite al ricevitore prima di tornare in servizio: la complessità è il prezzo della programmabilità. Il Marocco ha circa 540 MW nel complesso Noor di Ouarzazate — oltre 500 MW tra collettori parabolici e la torre Noor III da 150 MW con circa 7 ore di accumulo — e il Sudafrica circa 500; il progetto marocchino Noor Midelt non è mai partito e i suoi successori sono stati riconvertiti in fotovoltaico con batterie. La Cina, con 838 MW completati a fine 2024 e un portafoglio di circa 8 GW in costruzione o pianificazione, è l'unico mercato in crescita. L'Italia ha meno di 10 MW, quasi tutti della piccola centrale Archimede di Siracusa, 5 MW inaugurata nel 2010 da Enel con tecnologia ENEA — la prima al mondo a usare sali fusi nei collettori parabolici — mentre il piano energetico nazionale prevede 873 MW al 2030: un obiettivo, non un risultato.

Quanto produce tutto questo? Non esiste una statistica globale consolidata della generazione CSP: un'elaborazione su 7,2 GW di capacità e un fattore di capacità medio del 25–35% dà una produzione mondiale di 16–22 TWh all'anno, contro i circa 2.100 TWh del fotovoltaico: meno dell'1% dell'elettricità solare mondiale. La Spagna da sola, con i suoi 2,3 GW, produce circa 5 TWh. I rendimenti netti annui, dalla radiazione diretta in ingresso all'elettricità in

uscita, sono del 14–20% per i collettori parabolici e del 17–23% per le torri: ogni kilowattora elettrico richiede cinque-sette kilowattora di sole concentrato. Le parabole a disco con motore Stirling, capaci delle efficienze teoriche più alte, non hanno mai raggiunto una vera scala commerciale: i pochi progetti dimostrativi o pilota non hanno retto la competizione economica.

L'accumulo che sposta il tramonto

Il vantaggio strutturale del calore solare è che il calore si accumula a basso costo. L'accumulo termico non è una batteria: non produce elettroni, sposta calore nel tempo. A scala domestica è un serbatoio d'acqua che copre il consumo serale; a scala di rete è una vasca stagionale, come quelle danesi da 60.000 a 200.000 metri cubi che immagazzinano il calore estivo per l'inverno, con efficienze del 70–90% e oltre. È il meccanismo che permette al sole di riscaldare una città anche a gennaio.

Nel CSP l'accumulo raggiunge temperature molto più alte e prende la forma dei sali fusi: una miscela di nitrati di sodio e potassio che resta liquida tra circa 290 e 565 °C, come la descrive il dipartimento dell'energia americano. Il sistema classico ha due serbatoi: il sale caldo accumulato durante il giorno viene pompato nello scambiatore per produrre vapore quando serve, il sale freddo torna nel secondo serbatoio. I sali costano poco e non sono infiammabili, ma congelano sotto i 240 gradi circa, e i circuiti vanno tenuti caldi anche di notte: i guasti di alcune centrali, da Crescent Dunes negli Stati Uniti a Noor III in Marocco, sono nati proprio lì.

L'accumulo è diventato più lungo e più economico: la durata media degli impianti CSP commissionati è passata da 3,5 ore nel 2010 a 8,5 ore nel 2024, con un massimo storico di 17,5 ore nella torre cilena Cerro Dominador; gli impianti del 2024 hanno accumuli tra 2,9 e 11,4 ore. I casi che hanno fatto scuola, documentati nei database di settore: Andasol in Spagna, 50 MW con 7,5 ore di accumulo, tra i primi impianti commerciali al mondo a sali fusi a due serbatoi; Solana in Arizona, 280 MW con 6 ore; Gemasolar in Spagna, 19,9 MW con 15 ore, la prima torre commerciale a sali fusi.

Le ore di accumulo cambiano il prodotto. Senza accumulo un impianto CSP ha fattori di capacità del 15–30% e produce solo di giorno; con otto-diciassette ore di accumulo supera il 40–50% e diventa una centrale programmabile, capace di generare dopo il tramonto. I fattori di capacità medi degli impianti nuovi, secondo il database dei costi IRENA, sono saliti dal 30% del 2010 al 41% del 2024; il valore di riferimento più alto è il 55% di Noor Energy 1, il grande complesso da 700 MW di Dubai — collettori parabolici e torre, con 15 ore di accumulo — commissionato nel 2023. Più accumulo significa più ore equivalenti e un costo per kilowattora più basso: IRENA ha mostrato che oltre una certa durata l'accumulo non aggiunge costo al kilowattora, perché il fattore di capacità sale insieme a lui. L'accumulo nei sali fusi conserva calore, mentre una batteria conserva energia elettrica: non sono tecnologie direttamente intercambiabili. Nel CSP, però, immagazzinare il calore prima di convertirlo in elettricità permette di estendere la produzione per molte ore senza ricorrere a grandi batterie.

C'è infine l'ibridazione, la strada su cui la Cina ha puntato: torri CSP da 100–110 MW affiancate a centinaia di megawatt di fotovoltaico ed eolico, dove il CSP funziona da accumulo e stabilizzatore per il resto del parco. Il progetto Yumen, entrato in funzione nel 2024, combina un impianto a riflettori Fresnel da 100 MW a sali fusi con 8 ore di accumulo, 400 MW di fotovoltaico e 200 MW di eolico; la torre Akesai di Huidong, 110 MW, è stata abbinata a 640 MW di fotovoltaico; a Zabuye, in Tibet, un impianto da 40 MW con 16 ore di accumulo fornisce elettricità e vapore a una raffineria di litio a 4.500 metri di quota. In queste configurazioni il CSP non compete con il fotovoltaico: lo completa. La ricerca, nel frattempo, spinge verso ricevitori a particelle solide e cicli a CO_2 supercritica a 800 °C, che promettono efficienze più alte e costi più bassi: è la terza generazione del CSP, ancora dimostrativa ma in rapida evoluzione.

Costi, acqua e territorio

I costi del solare termico a bassa temperatura si misurano per metro quadrato e per costo del calore prodotto. Un campo per teleriscaldamento costa dell'ordine di 300 € al metro quadrato — l'analisi del 2023 per l'impianto danese di Ringkøbing indica circa 297 €/m², Dronninglund nel 2014 costò 389

— mentre un sistema residenziale completo in Europa va da circa 600 a 1.200 €/m², un intervallo di letteratura con forti differenze tra paesi. Il costo del calore che ne risulta, in Europa meridionale con buona progettazione, è dell'ordine di 30–60 € per MWhth: può essere competitivo con il gas in alcuni usi, ma il confronto reale dipende dal clima, dal costo dell'impianto, dal combustibile sostituito e dalla presenza di alternative come fotovoltaico e pompa di calore.

I costi del CSP sono più alti e sono scesi molto, secondo i dati IRENA. Il costo totale installato, 10.703 dollari per kilowatt nel 2010, era 3.677 nel 2023, meno due terzi; in Cina una torre da 100 MW con circa dieci ore di accumulo costa oggi 16.000–16.200 yuan per kilowatt, circa 2.222–2.251 dollari, mentre la torre Redstone in Sudafrica è costata circa 7.360, secondo REN21: la forbice mostra quanto conti la filiera. Il costo livellato dell'elettricità era 0,092 dollari per kilowattora elettrico nel 2023 ed è salito a 0,115 nel 2025: non un'inversione di rotta strutturale, ma la volatilità statistica tipica di un settore in cui entrano in funzione solo due o tre impianti all'anno nel mondo, spesso con molte ore di accumulo o in contesti geografici dai costi specifici disomogenei. Per confronto, nel 2025 il fotovoltaico utility aveva un costo livellato di 0,044 dollari e l'eolico onshore di 0,033, sempre secondo IRENA: il CSP costa due-tre volte di più, e il suo prodotto — energia programmabile — è diverso da quello di un pannello nudo. La manutenzione, costo nascosto del CSP, è stimata da IRENA tra 0,014 e 0,029 dollari per kilowattora secondo il mercato: pulizia degli specchi, inseguitori, pompe dei sali e turbine richiedono squadre dedicate.

L'acqua è il vincolo ambientale più serio del CSP. Il raffreddamento a umido consuma dell'ordine di 1,5–3,8 metri cubi di acqua per MWh elettrico, secondo le stime del Congressional Research Service americano e la letteratura, più circa 0,1 m³/MWh per il lavaggio degli specchi; il raffreddamento a secco riduce i consumi del 70–90%, portandoli a circa 0,3 m³/MWh, ma abbassa la produzione nelle ore più calde e alza i costi. In un deserto l'acqua è il bene più scarso: Noor e molti impianti marocchini e mediorientali usano raffreddamento ibrido o a secco, Ivanpah è a secco, e la scelta tra umido e secco decide dove una centrale è ammissibile. Il solare termico per edifici, al contrario, non richiede acqua di raffreddamento e ha consumi operativi molto bassi. Quanto

al territorio, un campo a collettori parabolici richiede circa un ettaro di specchi per megawatt — ad Andasol 510.000 metri quadrati di superficie riflettente per 50 MW — che salgono a tre-quattro ettari di terreno reale per evitare ombreggiamenti tra le file; una torre richiede ampie distanze per gli eliostati periferici, ma compensa l'ingombro con la maggiore resa termodinamica delle alte temperature.

Le emissioni di ciclo di vita, secondo lo studio LCA dell'UNECE del 2022, sono per il CSP a torre circa 14 grammi di CO_2 equivalente per kilowattora e per i collettori parabolici tra 27 e 122, secondo accumulo, ibridazione e sito: più del fotovoltaico e dell'eolico, ma molto meno del gas, circa 450, e del carbone, circa 950. Per i collettori a bassa temperatura la letteratura LCA riporta tempi di ritorno energetico dell'ordine di uno-tre anni, da leggere come ordine di grandezza vista l'eterogeneità degli studi. In entrambe le famiglie il grosso delle emissioni è concentrato nella fabbricazione: l'esercizio è quasi a emissioni nulle, e la vita di progetto è lunga — 20–30 anni per i collettori, 25–30 per le centrali CSP — con specchi, ricevitori e sali da sostituire nel tempo.

Il calore e le persone

Dietro queste tecnologie ci sono persone e industrie. Nel 2024 le rinnovabili occupavano 16,6 milioni di persone nel mondo secondo IRENA e ILO: il dato aggregato è solido, mentre la scomposizione per sottocomparto del calore solare non è pubblicata in modo chiaro e non merita di diventare una cifra di riferimento. La struttura della filiera, invece, si descrive bene. I collettori piani e i tubi sottovuoto si producono in molti paesi: la Cina domina i volumi, ma Europa, Turchia e America Latina hanno industrie locali. La filiera del CSP è molto più concentrata: ingegneria, ricevitori, inseguitori e turbine in Spagna, Stati Uniti, Germania e, sempre più, Cina, dove nel 2024 un solo costruttore, Cosin Solar, aveva undici torri in costruzione e due dei tre progetti cinesi dell'anno usavano proprietà intellettuale della tedesca SBP Sonne: la filiera impara e si concentra insieme.

Il paradosso del settore è tutto qui. Il solare termico affronta uno dei maggiori fabbisogni energetici mondiali con una tecnologia matura, semplice, dalle

emissioni basse e dal costo del calore competitivo; eppure il mercato dei collettori declina da più di dieci anni, non per un difetto tecnico ma perché il calore è stato storicamente poco regolato e poco incentivato rispetto all'elettricità. Il fotovoltaico ha catturato gli incentivi, i tetti e l'immaginazione; le pompe di calore hanno catturato il riscaldamento; al solare termico residenziale restano i mercati dove è più economico delle alternative e le applicazioni dove l'elettrificazione è difficile. In Italia, dove il solare termico ha una lunga tradizione industriale e una rete di installatori consolidata, il futuro passa più probabilmente dal calore di processo e dalle reti di teleriscaldamento che dai tetti delle case.

Le prospettive reali sono selettive. Il calore di processo industriale cresce, con 106 nuovi impianti nel 2024, perché l'industria cerca di decarbonizzare vapore e acqua calda senza elettrificarli; il teleriscaldamento con accumulo stagionale si esporta dalla Danimarca a Olanda, Kosovo e Serbia; in Cina il CSP sta trovando un ruolo come accumulo di lunga durata dentro sistemi ibridi, con costi in calo, l'obiettivo dichiarato di un costo livellato di 5–7 centesimi di dollaro e progetti che puntano a un gigawatt entro il 2030. Fuori dalla Cina, senza nuove politiche, il CSP rischia di restare una tecnologia di nicchia storica: la grande ondata del 2008–2014, costruita sugli incentivi di Spagna e Stati Uniti, non si è ripetuta.

E qui si chiude il capitolo con una domanda aperta. Il mondo deve decarbonizzare il suo enorme fabbisogno termico e ha a disposizione una tecnologia che converte direttamente la radiazione solare in calore, senza passare prima dall'elettricità, con materiali comuni e impianti che durano decenni. La stessa tecnologia perde terreno ogni anno nella sua applicazione più visibile, il tetto di casa, mentre cresce piano piano dove il calore si misura in megawatt e si vende a reti e fabbriche. Chi deciderà se e come sostenere il calore solare — con politiche, prezzi del carbonio, regole edilizie — determinerà se questa risorsa resterà una memoria industriale o diventerà una parte ordinaria della transizione. È una scelta che si sta facendo adesso, tetto per tetto, vasca per vasca, centrale per centrale.

Fonti

IEA SHC — Solar Heat Worldwide 2025
https://www.iea-shc.org/solar-heat-worldwide

REN21 — Renewables Global Status Report 2025, Solar Thermal
https://www.ren21.net/gsr-2025/technologies/solar-thermal/

REN21 — Renewables Global Status Report 2024, Solar Thermal
https://www.ren21.net/gsr-2024/modules/energy_supply/02_market_and_industry_trends/08_solarthermal/

REN21 — GSR 2025, Solar Thermal, endnotes
https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR_2025_SolarThermal_endnotes.pdf

REN21 — Renewables Global Status Report 2025, CSP
https://www.ren21.net/gsr-2025/technologies/csp/

IRENA — Solar energy (pagina tecnologie)
https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Solar-energy

IRENA — Renewable Capacity Statistics 2026
https://www.irena.org/Publications/2026/Mar/Renewable-capacity-statistics-2026

IRENA — Renewable Power Generation Costs in 2024
https://www.irena.org/Digital-Report/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024

IRENA — Renewable Power Generation Costs in 2025
https://www.irena.org/Publications/2026/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2025

US EIA — Solar thermal collectors
https://www.eia.gov/energyexplained/solar/solar-thermal-collectors.php

US EIA — Solar thermal power plants
https://www.eia.gov/energyexplained/solar/solar-thermal-power-plants.php

MASE — Relazione sulla situazione energetica nazionale 2023

https://www.mase.gov.it/portale/documents/d/guest/relazione-situazione-energetica-nazionale_-2023-pdf

GSE — Rapporto statistico Energia da fonti rinnovabili in Italia, anno 2023
https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20Energia%20da%20FER%20in%20Italia%20-%20anno%202023.pdf

US DOE — CSP thermal storage system basics
https://www.energy.gov/eere/energybasics/articles/concentrating-solar-power-thermal-storage-system-basics

Solar Heat Europe — Solar Thermal Market Outlook 2024/2025
https://solarheateurope.eu/wp-content/uploads/2026/01/Market_outlook_2024_2025_297mm_x_210mm_lowres.pdf

Solar Heat Europe — Silkeborg, case study
https://solarheateurope.eu/casestudy/largest-solar-district-heating-plant-in-the-world/

Solar Heat Europe — Vojens, case study
https://solarheateurope.eu/casestudy/solar-district-heating-with-the-largest-pit-thermal-storage-globally/

PlanEnergi — Dronninglund
https://planenergi.eu/projects/dronninglund-one-of-the-worlds-largest-solar-heating-plants/

EHI — Affordable and EU-made: the potential of solar thermal for buildings decarbonisation
https://ehi.eu/wp-content/uploads/2025/11/Affordable-and-EU-made.-The-potential-of-solar-thermal-for-buildings-decarbonisation.pdf

NREL SolarPACES — Andasol-1
https://solarpaces.nlr.gov/project/andasol-1

Enel — Comunicato Archimede (2010)
https://www.enel.com/media/explore/search-press-releases/press/2010/07/at-priolo-enel-inaugurates-the-archimede-power-plant

US DOE — Solana Generating Station

https://www.energy.gov/edf/solana

Masdar — Gemasolar
https://masdar.ae/-/media/corporate/projects/downloads/gemasolar/gemasolar_v3.pdf

CRS — Water Use in Concentrating Solar Power (R40631)
https://www.everycrsreport.com/reports/R40631.html

UNECE — Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources (2022)
https://unece.org/sites/default/files/2022-07/LCA_0708_correction.pdf

IRENA/ILO — Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2025
https://www.irena.org/Publications/2026/Jan/Renewable-energy-and-jobs-Annual-review-2025

CPUC — Resolution E-5429, Ivanpah contract termination agreements (2025)

https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M586/K132/586132670.PDF

03.15 Centrali termoelettriche e cogenerazione

Che cos'è una centrale termoelettrica

Una centrale termoelettrica è una macchina che trasforma calore in elettricità. Il calore può nascere dalla combustione di carbone, gas naturale o prodotti petroliferi, ma anche dalla fissione nucleare, dalla biomassa, dai rifiuti o dal calore della Terra: il termine «termoelettrico» è più ampio della sola generazione fossile. In queste pagine interessano le centrali alimentate da carbone, gas e prodotti petroliferi, insieme alla cogenerazione quando è pertinente: sono le filiere che hanno costruito i sistemi elettrici di oggi e che ancora ne alimentano gran parte. Nucleare, biomasse, rifiuti e geotermia compaiono soltanto per delimitare il confine. La centrale è l'ultimo passaggio del percorso del combustibile, che arriva pronto all'uso dopo estrazione, trattamento e trasporto; qui accade ciò che trasforma la sua energia chimica in elettricità e, negli impianti cogenerativi, anche in calore utile. Il mercato elettrico, le reti e le reti di calore appartengono ad altre parti del libro: la centrale è osservata come macchina, dalla consegna del combustibile all'uscita di elettricità e calore.

Chi guarda una centrale dall'esterno vede quasi soltanto il risultato: l'elettricità che esce. Dentro, la storia è più complicata, e la parola chiave è conversione con perdite. Di cento unità di energia contenute nel combustibile, una parte diventa elettricità e tutto il resto lascia l'impianto sotto forma di calore, fumi e piccoli consumi interni. Quanta parte? Dipende dalla macchina, dal combustibile e dal modo in cui la centrale viene usata: è proprio questa quota a fare la differenza tra impianti che sembrano simili. Per capirla servono due grandezze che vengono spesso confuse. La potenza è il ritmo istantaneo con cui la centrale può produrre, misurato in watt, megawatt o gigawatt. La produzione è l'energia effettivamente generata in un periodo, misurata in megawattora, gigawattora o terawattora. Una centrale da un gigawatt può produrre moltissimo o quasi nulla: dipende da quante ore lavora e a quale carico.

Il viaggio di cento unità di energia

Seguiamo cento unità di energia chimica dentro una centrale a vapore, la più antica delle grandi architetture. Il combustibile brucia in una caldaia e il calore della fiamma trasforma l'acqua in vapore ad alta pressione e temperatura. Il vapore espande in una turbina, una ruota con molte pale: la sua energia diventa energia meccanica di rotazione e l'albero trascina l'alternatore, la macchina che trasforma il movimento in elettricità. All'uscita della turbina il vapore è a bassa pressione ma conserva ancora molta energia sotto forma di calore. Un condensatore gliela sottrae, lo riporta allo stato liquido e permette alla pompa di ricominciare il ciclo.

La grande quantità di calore ceduta al condensatore non è un difetto contingente di una cattiva centrale: è una conseguenza della termodinamica. Ogni macchina che trasforma calore in lavoro deve cedere a una sorgente fredda una parte dell'energia che riceve; nessuna centrale a vapore, per quanto perfezionata, può evitarlo. Il condensatore, inoltre, non serve soltanto a smaltire calore: mantenendo bassa la pressione all'uscita della turbina, permette al vapore di espandere il più possibile e di estrarre più lavoro dal salto di pressione. Questo rigetto di calore è il motivo per cui il rendimento elettrico resta sempre lontano dal cento per cento, ed è anche la materia prima della cogenerazione: l'energia termica che il ciclo non riesce a convertire può, in certe condizioni, essere recuperata e resa utile invece di finire nell'ambiente.

L'alternatore non crea energia: cambia soltanto la forma dell'energia meccanica. E una centrale non è fatta di sola turbina: pompe, ventilatori, mulini del carbone, compressori, sistemi di abbattimento e torri di raffreddamento assorbono elettricità prodotta dall'impianto stesso. Per questo si distingue tra produzione lorda, l'elettricità ai morsetti dell'alternatore prima dei consumi interni, e produzione netta, quella che resta davvero disponibile per la rete. La differenza può sembrare un dettaglio contabile, ma spiega perché lo stesso impianto può mostrare rendimenti diversi a seconda di che cosa si misura: una percentuale senza l'indicazione di lordo o netto è una frase incompleta.

Esiste un secondo fattore che cambia il denominatore del rendimento: la base calorifica del combustibile. Il potere calorifico superiore, o PCS, include il calore

che si libera quando il vapore acqueo prodotto dalla combustione condensa; il potere calorifico inferiore, o PCI, non lo include. Per il gas naturale le due basi possono differire di circa il dieci per cento, per i prodotti petroliferi di circa l'otto e per il carbone di circa il cinque. Un rendimento del sessanta per cento su base PCI non equivale a un rendimento del sessanta per cento su base PCS: chi confronta centrali senza dichiarare la base confronta spesso grandezze diverse.

Stessa fiamma, macchine diverse

Il modo in cui il calore viene convertito in elettricità divide le centrali fossili in tre grandi famiglie. La centrale a vapore, alimentata da carbone o da prodotti petroliferi pesanti, brucia il combustibile in una caldaia e usa il vapore per muovere la turbina: è il ciclo descritto nel viaggio di cento unità. Il carbone viene polverizzato e mescolato all'aria prima di bruciare; l'olio combustibile viene riscaldato e atomizzato in gocce finissime. Entrambi richiedono una grande sezione di trattamento dei fumi; il carbone in più movimentazione, macinazione e gestione delle ceneri. Pressioni e temperature più alte del vapore aumentano il rendimento, ma impongono materiali più resistenti: le etichette subcritico, supercritico e ultrasupercritico descrivono queste condizioni e, da sole, non garantiscono la bontà dell'intero impianto, che dipende anche da età, qualità del combustibile, consumi interni e carico effettivo. Le centrali a olio hanno perso il ruolo di base in molti sistemi perché il combustibile è costoso e può essere impiegato nei trasporti o nell'industria; restano importanti nei sistemi insulari, nei Paesi produttori, negli impianti di emergenza e nei picchi.

La turbina a gas è un'altra macchina. L'aria viene compressa, il combustibile brucia nell'aria compressa e i gas caldi espandono direttamente nella turbina, senza caldaia né vapore. Una parte della potenza prodotta serve a far girare il compressore; il resto esce come elettricità. Nel ciclo semplice, chiamato OCGT (dall'inglese open cycle gas turbine), i gas di scarico lasciano la turbina ancora a temperatura elevata e gran parte del loro contenuto termico viene perso nel camino. Nel ciclo combinato, o CCGT (combined cycle gas turbine), uno scambiatore chiamato generatore di vapore a recupero, HRSG (heat recovery

steam generator), usa quello scarico per produrre vapore e alimentare una seconda turbina: due cicli termodinamici in cascata estraggono più lavoro dallo stesso combustibile, senza bruciarne altro. Questa architettura ha però un prezzo in termini di tempo: l'avviamento coinvolge la temperatura del vapore, il generatore a recupero e la turbina a vapore, e un ciclo combinato progettato per il ciclaggio passa da fermo a piena prestazione in ore, non in minuti; la turbina a gas da sola può avviarsi prima, ma l'intero blocco raggiunge le prestazioni complete più tardi.

La terza famiglia è quella dei motori alternativi, simili per principio ai motori delle automobili ma di taglia molto più grande: comprimono una miscela di aria e combustibile, la bruciano in cilindri e trasformano la pressione in movimento rotatorio. Sono modulari, si avviano in pochi minuti e si adattano a taglie distribuite, riserve, picchi e cogenerazione, recuperando calore dai gas di scarico, dal circuito di raffreddamento e dall'olio.

I rendimenti di progetto rendono concreta la differenza tra le famiglie. Secondo il catalogo tecnico dell'agenzia danese dell'energia (DEA), aggiornato a giugno 2026, una turbina a gas a ciclo semplice nuova ha un rendimento elettrico netto di circa il 42% su base PCI a piena potenza, e circa il 40% come media annua; un ciclo combinato raggiunge circa il 59% di targa e il 56% di media annua; un motore a gas circa il 48% di targa e il 46% di media annua; una centrale a carbone supercritica o ultrasupercritica circa il 48,5%. Il National Energy Technology Laboratory americano (NETL), con la convenzione opposta (PCS), indica per un ciclo combinato di ultima generazione un rendimento netto del 57,3%. I valori non sono contraddittori finché si conservano la base calorifica e le condizioni di misura. Sono numeri di progetto, cioè prestazioni di impianti nuovi in condizioni standard: il parco reale, come vedremo, sta quasi sempre sotto.

Quanto combustibile per ogni kilowattora

Il rendimento e il consumo specifico di combustibile descrivono lo stesso rapporto in direzioni opposte. Il consumo specifico, chiamato heat rate, dice quante unità di energia termica servono per produrre un'unità di elettricità; il

rendimento è il suo inverso. L'amministrazione americana dell'informazione energetica (EIA) pubblica ogni anno i valori medi operativi del parco degli Stati Uniti: nel 2024 il carbone ha richiesto 10.777 Btu per kilowattora, il gas naturale 7.754 e i prodotti petroliferi 11.200 (il Btu, British thermal unit, è l'unità termica del sistema anglosassone). La conversione in rendimento è immediata: un heat rate di 3.412 Btu/kWh corrisponderebbe a un rendimento del cento per cento, e il rendimento reale è quel valore diviso per il heat rate osservato. Si ottengono così rendimenti netti su base PCS di circa il 31,7% per il carbone, il 44,0% per il gas e il 30,5% per i prodotti petroliferi.

La distanza tra il 44% del parco a gas americano e il 59% di progetto di un ciclo combinato nuovo non è un errore: il parco comprende centrali a vapore a gas anziane, turbine semplici usate poche ore, motori e cicli combinati di età diverse che lavorano spesso a carico parziale. Il dato «gas» aggrega tecnologie differenti e per questo non va letto come il rendimento di una macchina specifica. La stessa prudenza vale per il carbone: la media operativa del parco è lontana dai valori di progetto di una centrale supercritica nuova, perché comprende impianti vecchi, manutenzioni, avviamenti e carichi ridotti.

Tradotto in energia, un rendimento del 32% significa che circa 68 unità su cento non diventano elettricità netta; al 44% ne restano circa 56; al 59% circa 41. Queste perdite non finiscono tutte nel condensatore: comprendono i fumi caldi, il raffreddamento, gli attriti e i consumi interni. Il rendimento reale, inoltre, dipende dall'uso: un impianto che si avvia spesso o lavora a carico ridotto consuma più combustibile per kilowattora di quanto dichiari la targa, perché avviamenti e carico parziale aggiungono consumi ed emissioni non proporzionali all'elettricità prodotta. I consumi interni pesano di più dove il trattamento è più complesso: una centrale a carbone con sistemi di abbattimento completi ha ausiliari più elevati di un ciclo combinato a gas. Per questo il confronto più onesto non affianca il record di un impianto nuovo alla media di un parco, ma tiene separate le due domande: quanto può fare una macchina nuova in condizioni ideali, e quanto fa in media il parco esistente.

Potenza, produzione e flessibilità

Una centrale da un gigawatt che lavorasse tutto l'anno a piena potenza produrrebbe 8,76 terawattora: è il prodotto della potenza per le 8.760 ore dell'anno. Nessun impianto ci riesce davvero. Il rapporto tra produzione effettiva e produzione teorica a piena potenza si chiama fattore di capacità: una centrale che genera 4,38 terawattora all'anno ha un fattore di capacità del 50%, pari a 4.380 ore equivalenti. Le ore equivalenti non sono ore fisiche: l'impianto può aver lavorato più a lungo a carico ridotto, essere stato disponibile senza essere chiamato a produrre, oppure aver subito fermate per manutenzione.

I fattori di capacità del parco americano mostrano quanto i ruoli siano diversi. Nel 2025, in dati preliminari dell'EIA, i cicli combinati a gas hanno lavorato al 58,4% della capacità, il carbone al 48,7%, le turbine a gas semplici al 14,1%, le centrali a vapore a gas al 19,8% e i motori a petrolio all'1,9%. Un fattore di capacità basso non significa inutilità: una turbina di picco può restare pronta per mesi e produrre soltanto nelle poche ore critiche dell'anno, e quel ruolo vale proprio perché è disponibile quando serve. La disponibilità — la quota di tempo in cui l'impianto può produrre — è una cosa; l'uso effettivo è un'altra.

La flessibilità è l'insieme delle capacità che permettono a una centrale di adattarsi alla domanda: avviarsi da ferma, cambiare potenza rapidamente, restare stabile a carico ridotto. L'avviamento non è una rampa: il primo porta l'impianto da fermo a operativo, la seconda cambia la potenza quando l'impianto è già in servizio. I valori del catalogo DEA, riferiti a impianti standard di progetto e non a medie del parco mondiale, danno l'ordine di grandezza: una turbina a gas a ciclo semplice si avvia a caldo in circa 5 minuti e a freddo in circa 10; i motori in 2 e 10 minuti; un ciclo combinato in 1–2,5 ore. Il carico minimo, la potenza sotto la quale l'impianto non può scendere stabilmente, è attorno al 20–25% per una turbina semplice, al 40% per un ciclo combinato, a circa l'1,5% per un insieme modulare di motori e può scendere al 15–20% per una centrale a carbone supercritica specificamente progettata o modificata per il ciclaggio. Quest'ultimo è un valore estremo, non rappresentativo del parco convenzionale: molte unità a carbone operano con minimi tecnici più vicini al 30–40%, e raggiungere livelli inferiori richiede interventi e procedure dedicate.

La capacità di regolazione indicativa è del 30% della potenza al minuto per una turbina semplice, del 15% per un ciclo combinato, del 100% per i motori e del 4% per il carbone.

Le centrali a vapore sono lente rispetto a turbine semplici e motori: la caldaia, le tubazioni e la turbina devono scaldarsi senza gradienti termici eccessivi. I cicli frequenti hanno un prezzo: sollecitano i materiali, aumentano la manutenzione e il combustibile di avviamento e riducono il rendimento medio. Una statistica americana del 2020 aiuta a collegare i valori di progetto al parco reale: circa un quarto degli impianti statunitensi poteva raggiungere la piena operatività entro un'ora, mentre molti cicli combinati richiedevano da una a dodici ore e molte centrali a carbone più di dodici. Il dato descrive un parco specifico e un anno preciso, ma mostra quanto progetto e realtà operativa possano allontanarsi. L'Agenzia internazionale dell'energia (IEA) osserva che le centrali convenzionali restano la principale fonte di flessibilità dei sistemi elettrici mentre le batterie crescono rapidamente: un ruolo che non richiede necessariamente molta energia annua, ma capacità di risposta, riserva e produzione nelle ore di scarsità.

Capacità e produzione, inoltre, non si muovono insieme. A metà 2026 il monitoraggio indipendente Global Energy Monitor contava oltre 2.200 gigawatt di centrali a carbone operative nel mondo e 760 gigawatt «in sviluppo», una categoria che comprende annunci, pre-costruzione e cantieri, non capacità in costruzione né produzione futura certa. Nel 2025 sono entrati in funzione 97,4 gigawatt e la capacità mondiale a carbone è cresciuta del 3,5%, mentre la generazione da carbone è diminuita. Più capacità non significa più combustione: la pipeline racconta decisioni e attese, non il sistema che sarà.

La cogenerazione: il calore vale soltanto se serve

La cogenerazione, chiamata anche CHP (combined heat and power), produce nello stesso processo elettricità e calore utile. Il calore può venire dallo scarico di una turbina a gas, dal raffreddamento e dai fumi di un motore, oppure da vapore estratto dalla turbina prima della completa espansione. Il rendimento complessivo è la somma di elettricità netta e calore utile divisa per l'energia del

combustibile: l'agenzia americana per l'ambiente (EPA) indica intervalli tipici del 70–80% per i sistemi a motore, del 70–75% per le turbine a gas e valori che per le turbine a vapore possono avvicinarsi all'80%. Sono intervalli tecnici, non medie nazionali, e non vanno confusi con il rendimento elettrico: estrarre vapore utile può ridurre l'elettricità prodotta mentre aumenta l'uso complessivo del combustibile.

Il beneficio reale esiste soltanto se il calore serve davvero. La domanda termica deve essere vicina, per limitare perdite e infrastruttura di trasporto; contemporanea alla produzione elettrica; e sufficientemente stabile nel tempo. Un impianto sovradimensionato rispetto al carico termico è costretto a dissipare parte del calore e perde il vantaggio dichiarato: un rendimento complessivo del 75% con calore disperso è poco più di un numero sulla carta. La normativa europea traduce questo principio in una soglia: per essere riconosciuta «ad alto rendimento», la cogenerazione deve risparmiare almeno il 10% di energia primaria rispetto alla produzione separata di elettricità e calore; per la piccola e microcogenerazione basta un risparmio positivo; per le unità oltre 25 megawatt elettrici, in un calcolo alternativo, si guarda anche a un rendimento complessivo superiore al 70%. Il confronto avviene con la «produzione separata»: la stessa quantità di elettricità e di calore generata da due impianti distinti, uno elettrico e uno termico, secondo rendimenti di riferimento. Il risparmio di energia primaria misura quanta energia il sistema evita di consumare facendo le due cose insieme, ed è per questo che la soglia dipende da combustibile, tecnologia e condizioni locali.

Le statistiche europee aiutano a capire un'ambiguità frequente. Eurostat distingue tra l'elettricità prodotta negli impianti classificati come cogenerativi e quella prodotta effettivamente in modalità cogenerazione. Nel 2024, nell'Unione europea, gli impianti CHP hanno prodotto 590.844 gigawattora di elettricità, ma soltanto 286.077 gigawattora sono stati generati in modalità cogenerazione, insieme a 2.366.572 terajoule di calore utile; il risparmio di energia primaria riconosciuto è stato di 1.107.884 terajoule, su una capacità complessiva di 184,2 gigawatt, di cui 131,9 operanti in modalità CHP. La differenza tra i due numeri non è un errore: gran parte degli impianti classificati CHP produce anche, in certe ore, soltanto elettricità. Il quadro italiano è simile:

nel 2024 gli impianti CHP hanno prodotto 79.473 gigawattora, di cui 31.567 in modalità cogenerazione, con 164.655 terajoule di calore utile, 107.016 terajoule di energia primaria risparmiata e una capacità di 19,8 gigawatt. Il dato mostra perché la cogenerazione sia un tassello rilevante del sistema italiano, soprattutto nell'industria, e perché i perimetri statistici cambino il risultato: ogni confronto deve scegliere una metrica e restarci.

La trigenerazione è un'estensione: una parte del calore alimenta una macchina frigorifera, tipicamente ad assorbimento, e produce anche freddo. È utile quando il fabbisogno estivo di raffrescamento sostituisce parte della domanda invernale di calore: la stessa centrale cogenerativa può così aumentare le ore in cui il calore recuperato trova un utilizzo.

Le uscite invisibili: acqua, CO_2 e inquinanti

Oltre all'elettricità, una centrale ha tre uscite che non si vedono dal cancello: il calore rigettato, l'acqua e le emissioni. Il calore finisce in gran parte nel condensatore, che deve cederlo all'ambiente. Il modo in cui lo fa dipende dal sistema di raffreddamento. Nel circuito aperto l'acqua attraversa il condensatore una volta sola e torna alla fonte più calda: il prelievo è grande, ma il consumo — la quota che evapora e non torna — è relativamente basso. Nel circuito chiuso con torre l'acqua ricircola: il prelievo è molto più piccolo, ma il consumo per evaporazione è maggiore. Nel raffreddamento a secco l'aria rimuove il calore: il consumo d'acqua è minimo, ma superfici, costi e prestazioni peggiorano, soprattutto nelle giornate più calde.

I dati statunitensi, dichiarati come tali, danno l'ordine di grandezza della differenza. Nel 2021 il parco elettrico americano ha prelevato in media 19.185 galloni d'acqua per megawattora dalle centrali a carbone e 2.803 dai cicli combinati a gas, contro una media di settore di 11.595. Un gallone statunitense equivale a circa 3,785 litri: 1.000 galloni per megawattora corrispondono quindi a circa 3,8 metri cubi per megawattora, cioè 3,8 litri per kilowattora. Una rassegna del laboratorio nazionale americano per le energie rinnovabili (NREL), basata su studi del 2012, distingue i sistemi di raffreddamento: per il carbone a torre i valori mediani sono 1.005 galloni prelevati e 687 consumati per

megawattora; a circuito aperto, 36.350 prelevati e 250 consumati. Per il ciclo combinato a gas: 253 prelevati e 198 consumati a torre; 11.380 e 100 a circuito aperto; 2 e 2 con raffreddamento a secco. Il sistema di raffreddamento conta spesso più del combustibile: una frase come «litri per kilowattora» senza sistema, clima e definizione di prelievo o consumo non descrive nulla.

Le emissioni si dividono in due famiglie che non vanno sommate. La CO_2 dipende dal carbonio del combustibile e dal rendimento. Per ogni unità di energia termica, il gas naturale contiene meno carbonio del carbone: i fattori di default del Gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico (IPCC) per la combustione stazionaria indicano 56.100 chilogrammi di CO_2 per terajoule su base PCI per il gas, tra 74.100 e 77.400 per i prodotti petroliferi, e valori tra 94.600 e 101.000 per i carboni, dal bituminoso alla lignite. Inoltre i cicli combinati sono più efficienti: per questo la CO_2 per kilowattora del gas è molto inferiore a quella del carbone. Nel parco americano, in dati EIA del 2023, la combustione diretta ha emesso in media 2,31 libbre di CO_2 per kilowattora dal carbone, circa 1,05 chilogrammi; 0,96 dal gas, circa 0,44; e 2,46 dai prodotti petroliferi, circa 1,12. Nello stesso anno i fossili hanno fornito circa il 60% della generazione netta americana ma il 99% della CO_2 associata. Sono emissioni al camino, misurate sulle grandi centrali collegate alla rete: non comprendono le perdite di metano della filiera né il ciclo di vita, grandezze separate che non vanno cumulate.

Gli inquinanti locali sono un'altra storia. Il carbone può emettere anidride solforosa, ossidi di azoto, particolato, mercurio e altri metalli; gli oli variano con il loro contenuto di zolfo; il gas produce poca anidride solforosa e poco particolato primario, ma ossidi di azoto, monossido di carbonio e, nei motori, composti organici e metano incombusto. Le tecnologie di abbattimento sono mature: precipitatori elettrostatici e filtri a maniche per il particolato, desolforazione dei fumi per l'anidride solforosa, bruciatori a basse emissioni, ricircolo e riduzione catalitica selettiva per gli ossidi di azoto, carbone attivo per il mercurio. Il National Energy Technology Laboratory mostra che una centrale a carbone con controlli completi può raggiungere livelli molto bassi di questi inquinanti. Ma abbattere gli inquinanti locali non elimina la CO_2: restano due obiettivi diversi, e la cattura dell'anidride carbonica è un processo a sé, trattato

nel volume dedicato ad ambiente e clima. Per le comunità attorno alle centrali contano anche rumore, traffico di combustibile e residui, uso dell'acqua e scarichi termici: effetti reali, ma troppo legati al singolo sito per essere trasformati in una graduatoria generale.

Costi, ruolo nel mondo e conclusioni

Una centrale costa prima di produrre: progettazione e costruzione assorbono l'investimento iniziale, e l'esercizio aggiunge costi fissi di manutenzione, costi variabili, combustibile, quote di CO_2 e adeguamenti ambientali. Gli ordini di grandezza europei del catalogo DEA indicano circa 0,48 milioni di euro per megawatt per una turbina a gas a ciclo semplice, 0,94 per un ciclo combinato e 2,15 per una centrale a carbone, in valori di riferimento 2015–2020 per il contesto nord-europeo, con un'incertezza dell'ordine del 20–30%. Le stime americane del National Energy Technology Laboratory per un ciclo combinato di ultima generazione senza cattura indicano 670 dollari per kilowatt di costo totale d'impianto e 893 dollari per kilowatt «as spent»: quest'ultimo esprime quanto viene effettivamente speso negli anni di cantiere, includendo l'escalation dei prezzi e gli oneri finanziari maturati durante la costruzione, invece di riportare tutto a un unico anno monetario. I costi fissi di esercizio sono stimati in 21,8 dollari per kilowatt-anno e quelli variabili in 1,5 dollari per megawattora, in dollari reali 2018. I due insiemi non vanno messi in una classifica: cambiano anno monetario, geografia, definizioni e configurazione. Il punto importante è la struttura. Il costo marginale, quello che guida le decisioni di produzione a breve termine, non comprende automaticamente capitale e costi fissi; il costo livellato distribuisce più voci sull'energia attesa e dipende fortemente dal fattore di capacità: due impianti con lo stesso investimento possono avere costi livellati molto diversi se uno lavora poche ore all'anno. Per una centrale a gas il combustibile domina il costo variabile, e il prezzo del carbonio vi si aggiunge in proporzione alla CO_2 emessa per megawattora. Nel 2025 le quote del sistema europeo di scambio delle emissioni (EU ETS) sono state vendute in media a 73,43 euro a tonnellata nelle aste e 74,35 sul mercato secondario. Moltiplicando l'intensità emissiva per il prezzo si ottiene un costo per megawattora molto diverso tra carbone e ciclo combinato; il calcolo

dipende da efficienza, quote gratuite e regole, ed è più onesto mostrare la formula che un costo unico. Poche ore annue, inoltre, distribuiscono capitale e costi fissi su pochi megawattora: per questo gli impianti di picco, che lavorano poco, possono essere remunerati anche per la sola disponibilità, un meccanismo di mercato che appartiene alle pagine dedicate ai mercati elettrici.

Il quadro mondiale, in dati 2025 dell'IEA, dice che il carbone resta la prima fonte di elettricità del pianeta, con circa un terzo della produzione (34%), seguito dal gas con circa il 21%; le stime di Ember, con perimetri propri, indicano per il carbone il 33,0% e per il gas il 21,8%. I due insiemi non si sommano, ma concordano sull'ordine: il mondo non assomiglia all'Europa. Il 2025 ha mostrato una novità: per la prima volta dal 2020, la generazione fossile mondiale è calata — di circa 38 terawattora, lo 0,2% — mentre la domanda elettrica è cresciuta, con il carbone in calo di 63 terawattora e il gas in aumento di 36; l'IEA conferma direzione e ordini di grandezza. Per il futuro l'IEA prevede, nel periodo 2026–2030, una crescita media della domanda elettrica del 3,6% annuo e della generazione a gas del 2,6%, mentre il carbone, dopo il calo, resterebbe la singola fonte maggiore anche alla fine del decennio. Sono previsioni, non consuntivi.

Nell'Unione europea il quadro è quasi rovesciato. Nel 2025, in dati Eurostat preliminari e lordi, i fossili hanno prodotto circa 830 terawattora, il 29,6% dell'elettricità dell'Unione, in crescita del 3,2% rispetto all'anno precedente. Il gas ha generato 481,4 terawattora lordi, contro i 443,2 del 2024; il carbone circa 259,8 terawattora, di cui 105,6 da carbone da vapore e 154,0 da lignite, vicino ai minimi storici; i prodotti petroliferi circa 43,5 terawattora, poco più dell'1,5% del totale: una presenza minima ma non nulla. La capacità fossile dell'Unione, in dati 2024, era di 367,3 gigawatt netti: 164,2 a gas, 76,6 da combustibili solidi e 23,1 da prodotti petroliferi. Il gas domina lo stock, ma lavora meno di quanto la sua potenza suggerisca: è la risorsa su cui il sistema si appoggia per assorbire la variabilità delle rinnovabili e coprire i picchi, un ruolo che non si legge nella capacità installata.

L'Italia sta dentro questo quadro con una sua fisionomia. Eurostat registra per il 2024 circa 60,0 gigawatt netti di capacità alimentata da combustibili: non è però una misura della sola capacità fossile, perché l'aggregato comprende

anche bioenergie, rifiuti e altri combustibili. La disaggregazione pubblicata indica 37,4 gigawatt a gas e 2,7 da prodotti petroliferi, ma non ricostruisce integralmente il totale; il valore di circa 0,04 gigawatt attribuito alla voce «carbone e gas derivati» non rappresenta il parco fisico a carbone che ha operato nell'anno e non può essere confrontato direttamente con la sua produzione. Nel 2025 Terna registra una produzione termoelettrica netta aggregata di circa 153,1 terawattora — un totale che include anche combustibili non fossili — di cui soltanto circa 3,0 da carbone; Eurostat, su base lorda e preliminare, indica per lo stesso anno circa 126,9 terawattora da gas e 7,7 da prodotti petroliferi. I valori non si sommano tra loro, perché lordo e netto, aggregati e categorie rispondono a perimetri diversi; ma la direzione è chiara: un grande parco a gas, una produzione da carbone ormai marginale e una cogenerazione importante nell'industria, come mostrano i numeri della produzione in modalità cogenerazione. L'Italia ha quasi eliminato dalla generazione il combustibile che, a livello mondiale, è ancora il primo: la stessa tecnologia, due traiettorie opposte.

Al termine del viaggio, il paradosso di partenza è risolto. Una centrale può avere poca energia annua e molta potenza disponibile, oppure un rendimento di targa eccellente e una media operativa modesta: potenza, produzione, disponibilità, rendimento e ruolo nel sistema sono grandezze diverse, e i numeri delle statistiche hanno senso soltanto se si sa quale stanno misurando. La macchina delle perdite resta la spina dorsale dei sistemi elettrici: nel mondo per scelta, perché carbone e gas sono ancora i combustibili più diffusi; in Europa e in Italia per funzione, perché le centrali a gas garantiscono quella flessibilità che le fonti variabili da sole non offrono. Conoscerne i meccanismi non dice quale futuro sarà: dice quanto costa, in combustibile, acqua ed emissioni, ogni kilowattora che esce da un camino — e quanto può diventare utile, se il calore trova qualcuno che lo aspetta.

Fonti e riferimenti

International Energy Agency — Global Energy Review 2026, Electricity supply
https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2026/electricity-supply

International Energy Agency — Electricity 2026, Executive Summary
https://www.iea.org/reports/electricity-2026/executive-summary

Ember — Global Electricity Review 2026, 2025 in Review
https://ember-energy.org/latest-insights/global-electricity-review-2026/2025-in-review/

Global Energy Monitor — Global Coal Plant Tracker
https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/

Global Energy Monitor — Boom and Bust Coal 2026
https://globalenergymonitor.org/research/boom-and-bust-coal-2026

Eurostat — comunicato 29 giugno 2026
https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20260629-2

Eurostat — Produzione elettrica per fonte (nrg_ind_pehcf)
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_pehcf/default/table?lang=en

Eurostat — Capacità elettrica per fonte (nrg_inf_epc)
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_inf_epc/default/table?lang=en

Eurostat — Statistiche sulla cogenerazione (nrg_chp_cpfe)
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_chp_cpfe/default/table?lang=en

Terna — Rapporto mensile sul sistema elettrico, dicembre 2025
https://download.terna.it/terna/Rapporto_mensile_dicembre_25_8de58e4159b881a.pdf

Danish Energy Agency — Technology Data for Generation of Electricity and District Heating
https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-generation-electricity-and-district-heating

U.S. Energy Information Administration — Electric Power Annual, Table 8.1
https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_08_01.html

U.S. Energy Information Administration — Electric Power Monthly, Table 6.07.A
https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_6_07_a

U.S. Energy Information Administration — CO_2 per kilowattora (FAQ)
https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=74&t=11

U.S. Energy Information Administration — Acqua nel settore elettrico, dati 2021
https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=56820

U.S. Energy Information Administration — Tempi di avviamento delle centrali elettriche, dati 2020
https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=45956

U.S. Environmental Protection Agency — Catalog of CHP Technologies
https://nepis.epa.gov/Exe/ZyPURL.cgi?Dockey=P1010ZR1.TXT

U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory — Cost and Performance Projections for Coal- and Natural-Gas-Fired Power Plants
https://www.netl.doe.gov/projects/files/CostandPerformanceProjectionsforCoalandNaturalGasFiredPowerPlants_053123.pdf

IPCC — 2006 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2, Chapter 2: Stationary Combustion
https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf

NREL — Macknick et al., Operational Water Consumption and Withdrawal Factors for Electricity Generating Technologies
https://web.archive.org/web/20170102000000id_/https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/50900.pdf

ICAP — EU Emissions Trading System (EU ETS)
https://icapcarbonaction.com/en/ets/eu-emissions-trading-system-eu-ets

Direttiva 2012/27/UE, Allegato II (cogenerazione ad alto rendimento)
https://www.legislation.gov.uk/eudr/2012/27/annex/II/data.xht?view=snippet&wrap=true

03.16 Idroelettrico, dighe e bacini

L'energia nascosta nella caduta

Produrre elettricità dall'acqua non la consuma: la fa cadere. L'acqua che passa attraverso una turbina esce dall'impianto e torna al fiume, più in basso. È un paradosso che merita di essere preso sul serio, perché cambia il modo di leggere i numeri dell'idroelettrico: la risorsa non si esaurisce bruciandola, ma va raccolta, trattenuta e lasciata cadere nel momento giusto. E per controllare quella caduta bisogna trasformare fiumi, valli e territori: il bilancio di quella trasformazione non è mai soltanto elettrico.

L'energia che un impianto idroelettrico sfrutta è l'energia potenziale gravitazionale: un volume d'acqua tenuto a una quota più alta dell'uscita possiede un'energia che dipende dalla sua massa, dalla gravità e dal dislivello. Due grandezze decidono quanta elettricità può nascere da un sito. La prima è il salto, il dislivello tra il punto in cui l'acqua entra nell'impianto e quello in cui esce: si distingue il salto lordo, il dislivello totale, dal salto netto, quello che resta dopo le perdite di carico nelle condotte, ed è il salto netto quello che conta nel calcolo. La seconda è la portata, il volume d'acqua che passa ogni secondo, misurato in metri cubi al secondo. Un impianto di montagna con poca acqua e molto salto può produrre quanto una grande centrale di pianura che muove enormi portate su un salto minimo. Per questo gli impianti nascono dove il territorio offre la combinazione giusta: non si costruisce una grande centrale senza un dislivello, e non si sfrutta una cascata senza acqua. La risorsa si rinnova con il ciclo dell'acqua: pioggia e neve ricaricano i bacini.

Il percorso dell'acqua è lineare. Un'opera di presa o una diga convoglia l'acqua in una condotta forzata, un tubo in pressione che la porta verso il basso; qui l'acqua colpisce le pale di una turbina, che trasforma l'energia dell'acqua in energia meccanica di rotazione; l'albero della turbina fa girare l'alternatore, la macchina che converte il movimento in elettricità per induzione elettromagnetica, lo stesso principio di una dinamo: un magnete che ruota davanti a un filo conduttore genera corrente. All'uscita, l'acqua torna nel corso

d'acqua attraverso il canale di restituzione. Il consumo d'acqua associato agli impianti esiste, ma sta altrove: l'evaporazione dagli invasi, che in climi caldi e secchi può essere rilevante, e le derivazioni che non vengono restituite al fiume.

La potenza di un impianto si calcola con una formula semplice, che vale la pena di leggere una volta: P(kW) ≈ 9,81 × Q × H × η, dove Q è la portata in metri cubi al secondo, H il salto netto in metri e η il rendimento complessivo della conversione, cioè la frazione dell'energia dell'acqua che diventa davvero elettricità. Il coefficiente 9,81 deriva dal prodotto tra l'accelerazione di gravità, circa 9,81 metri al secondo quadrato, e la densità dell'acqua, circa 1.000 chilogrammi per metro cubo, diviso per 1.000 per esprimere la potenza direttamente in kilowatt anziché in watt. Con una portata di 100 metri cubi al secondo, un salto netto di 50 metri e un rendimento del 90% si ottengono circa 44 megawatt: 9,81 × 100 × 50 × 0,90 fa 44.145 kilowatt.

Una regola pratica aiuta a immaginare la scala. Un metro cubo d'acqua al secondo che cade di 100 metri possiede, a rendimento unitario, una potenza di 981 kilowatt: poco meno di un megawatt. Con un rendimento complessivo realistico, tra l'85 e il 95%, lo stesso flusso produce tra 0,83 e 0,93 megawatt. La differenza tra il valore teorico e quello reale è il rendimento: una turbina moderna può superare il 90% in condizioni favorevoli, ma il rendimento effettivo dipende dal carico a cui lavora e dalle condizioni operative, e nessun impianto produce sempre al massimo della sua efficienza. Un impianto ben progettato converte in genere tra l'80 e il 90% dell'energia dell'acqua, una delle conversioni più efficienti tra tutte le fonti elettriche: ma rendimento e produzione sono cose diverse, come si vedrà nelle prossime pagine.

Fiumi diversi, macchine diverse

Gli impianti idroelettrici si distinguono per come trattengono e usano l'acqua. L'impianto a bacino costruisce una diga che trasforma un tratto di fiume in un invaso: l'acqua si accumula e viene rilasciata quando serve, e questo dà all'impianto la capacità di adattare la produzione alla domanda, anche di stagione in stagione. L'impianto ad acqua fluente non ha un invaso significativo:

una diga bassa o una semplice opera di presa devia parte della portata verso la centrale, e la produzione segue l'acqua che il fiume porta, con poca possibilità di scegliere quando produrre. L'impianto a derivazione è una variante dell'acqua fluente: un canale o una galleria porta l'acqua lontano dal letto del fiume per sfruttare la pendenza naturale del terreno, e la restituisce più a valle. In tutti i casi occorre tenere distinte quattro parole che spesso si confondono: la diga è l'opera di sbarramento; l'invaso, o bacino, è l'acqua che trattiene; la centrale è l'insieme di condotte, turbine e alternatori; l'impianto è tutto quanto, diga, invaso e centrale compresi. Quanto più l'invaso è grande rispetto alla portata del fiume, tanto più l'impianto può scegliere quando produrre: un bacino piccolo regola al massimo la giornata, un bacino grande la stagione.

Anche la taglia conta, anche se le soglie cambiano da Paese a Paese. In una classificazione ricorrente, gli impianti fino a 100 kilowatt sono definiti micro, quelli tra 100 kilowatt e 10 megawatt piccoli, quelli tra 10 e 30 megawatt medi e quelli sopra i 30 megawatt grandi: un microimpianto può alimentare una casa o un piccolo villaggio, un grande impianto intere regioni. Le soglie non sono universali, e i criteri usati dalle statistiche italiane non coincidono necessariamente con quelli adottati altrove: per questo ogni confronto tra Paesi deve dichiarare la definizione che usa. Non è una questione di etichette: le soglie decidono quali impianti godono di procedure semplificate e quali no.

Le turbine, a loro volta, si scelgono in base al salto e alla portata del sito. Le turbine ad azione, come la Pelton, usano la velocità di un getto d'acqua che colpisce le pale a pressione atmosferica: sono adatte agli altissimi salti e alle portate ridotte, quelle tipiche delle valli alpine. Le turbine a reazione, come la Francis e l'elica, o Kaplan, lavorano sommerse, usando insieme pressione e velocità dell'acqua: la Francis copre i salti medio-alti, l'elica i bassi salti con grandi portate. La scelta non è un dettaglio tecnico: dall'accoppiamento tra macchina e sito dipende quanto dell'energia dell'acqua viene convertita. Non esiste la turbina migliore in assoluto: esiste quella adatta al salto e alla portata disponibili.

L'Italia mostra bene quanto numero di impianti e potenza siano due cose diverse. Nel 2023, escludendo il pompaggio puro, gli impianti idroelettrici italiani erano 4.848, per una potenza complessiva di 19,3 gigawatt. Ma la

distribuzione è rovesciata rispetto a come la si potrebbe immaginare: 3.554 impianti, i tre quarti del totale, stanno sotto il megawatt e sommano appena 900 megawatt; 985 impianti tra 1 e 10 megawatt sommano 2.849 megawatt; e 309 impianti sopra i 10 megawatt, il 6% del numero, concentrano 15.525 megawatt, cioè circa l'80% della potenza. Il piccolo idro è una galassia di impianti, il grande idro una manciata di centrali: le due storie non si leggono con lo stesso numero.

Da questa distribuzione deriva un avvertimento importante: un impianto piccolo non ha automaticamente impatti piccoli. Ogni diga, ogni presa e ogni derivazione interrompe qualcosa: un centinaio di piccoli sbarramenti su un bacino idrografico può frammentare il fiume quanto una grande diga, perché la continuità del corso d'acqua si interrompe in cento punti invece che in uno. Il numero di impianti e la somma delle loro potenze non dicono nulla, da soli, sullo stato del fiume. I sedimenti che una diga trattiene non arrivano più a valle; le portate cambiano ritmo; i pesci trovano un gradino invalicabile. Molti gradini piccoli possono produrre un impatto cumulativo comparabile a quello di un'opera maggiore, e la somma si vede nella qualità del fiume, non nel numero degli impianti.

La stessa potenza, produzioni molto diverse

La potenza di un impianto dice quanto può produrre in un istante; la produzione dice quanto produce davvero in un anno. Le due grandezze non vanno mai confuse, perché la stessa potenza può generare moltissimo o quasi nulla. La capacità installata è la potenza nominale dei gruppi; la capacità disponibile è quella che l'impianto può realmente erogare in un dato momento; la produzione è l'energia effettiva, misurata in megawattora, gigawattora o terawattora. Si distingue inoltre la produzione lorda, misurata ai morsetti dell'alternatore, da quella netta, che sottrae i consumi della centrale stessa. Il fattore di capacità è il rapporto tra produzione effettiva e produzione teorica a piena potenza; le ore equivalenti sono la produzione annua divisa per la potenza, e non sono ore fisiche: un impianto può aver lavorato a lungo a carico ridotto oppure essere stato fermo. Per dare un'idea della scala, una centrale da un gigawatt che lavorasse tutto l'anno a piena potenza produrrebbe 8,76

terawattora, il prodotto della potenza per le 8.760 ore dell'anno: nessun impianto ci riesce, e il fattore di capacità dice quanto di quel teorico viene davvero raggiunto. Anche la disponibilità, la quota di tempo in cui l'impianto può produrre, è una cosa diversa dal fattore di capacità: un impianto può essere disponibile e non essere chiamato a produrre, o viceversa. E la producibilità, l'energia producibile in condizioni medie, non coincide con la produzione osservata, che dipende da quanto è piovuto, da come è stato gestito il bacino e da quali usi concorrenti ha avuto l'acqua.

Per l'idroelettrico questa distanza è strutturale, non un'eccezione. Nel 2025 l'idroelettrico mondiale ha prodotto circa 4.432 terawattora, pari a circa il 14% dell'elettricità del pianeta: la stima, aggiornata su base mensile, oscilla di pochi terawattora tra una revisione e l'altra della stessa fonte, e la quota esatta dipende dal perimetro statistico. A fine 2025 la capacità mondiale era di 1.296 gigawatt, escludendo il pompaggio puro, più 160 gigawatt di pompaggio puro secondo IRENA. La quota dell'idro nell'elettricità mondiale scende da anni, mentre la sua produzione assoluta resta molto alta e cresce lentamente: non è l'idroelettrico a produrre meno, sono le altre fonti a produrre molto di più e più in fretta. Una quota è un rapporto, non una quantità: se il denominatore cresce più in fretta del numeratore, il rapporto scende anche quando il numeratore sale, ed è esattamente ciò che sta accadendo. La stessa storia si legge nei numeri: dal 2010 la capacità mondiale è cresciuta del 43%, la generazione solo del 29%.

In Europa la scala è più contenuta ma la variabilità è la protagonista. Nell'Unione europea la produzione lorda idroelettrica è passata da 348,2 terawattora nel 2021 a 276,1 nel 2022, anno di siccità diffusa, a 330,4 nel 2023 e a 369,7 terawattora nel 2024. La capacità netta dell'Unione nel 2024 era di 153,4 gigawatt. La differenza di oltre 90 terawattora tra il 2022 e il 2024, quasi un quarto della produzione di un anno normale, non è un guasto: è l'idraulicità dell'anno a decidere quanto l'acqua può lavorare. Nel 2022 la siccità colpì gran parte dell'Europa, con invasi molto al di sotto dei livelli normali e portate minime sui grandi fiumi: la produzione seguì l'acqua, non la potenza installata.

L'Italia è lo stesso fenomeno in versione concentrata. La produzione lorda è stata di 47,6 terawattora nel 2020, 45,4 nel 2021, 28,4 nel 2022, 40,5 nel 2023,

53,1 nel 2024 e circa 42,0 terawattora nel 2025, in dati provvisori. Tra il 2020 e il 2025, il valore più alto è quello del 2024, un anno molto piovoso: senza una serie storica completa non può essere definito record assoluto. La capacità netta italiana nel 2024 era di 23,3 gigawatt, e il 72,2% della potenza è entrata in esercizio prima del 1990: un parco vasto, antico e fortemente dipendente dall'acqua dell'anno. Un parco nato in gran parte nel Novecento significa impianti progettati per un sistema elettrico diverso, con turbine e condotte che oggi vengono progressivamente rinnovate: la vetustà è una caratteristica strutturale, non un giudizio.

Una batteria fatta di montagne

Il pompaggio idroelettrico è spesso confuso con la generazione convenzionale, ma è un'altra cosa: non produce energia dall'acqua che arriva, accumula energia che arriva da altrove. L'impianto ha due bacini a quote diverse. Quando l'elettricità è abbondante e poco costosa, usa parte di quell'elettricità per pompare acqua dal bacino inferiore a quello superiore; quando serve potenza, lascia ridiscendere l'acqua attraverso le turbine. È una batteria fatta di montagne: immagazzina energia, non la crea. Il pompaggio lavora sui momenti: accumula quando l'elettricità abbonda, per esempio nelle ore notturne o quando sole e vento producono più di quanto serve, e restituisce quando la domanda sale. Si distingue il pompaggio puro, che lavora solo con l'acqua pompata, dall'impianto misto, che genera anche dagli apporti naturali e può pompare. E la potenza con cui un impianto può erogare, l'energia che i suoi bacini possono contenere e la durata per cui può sostenerla sono grandezze diverse, da non confondere.

Il bilancio energetico del pompaggio è negativo per definizione: per sollevare l'acqua serve più elettricità di quanta se ne recuperi lasciandola cadere. L'efficienza di ciclo, il rapporto tra energia restituita ed energia assorbita, è generalmente tra il 70 e l'85% secondo l'International Hydropower Association, l'associazione mondiale di settore; negli Stati Uniti la media operativa del 2019 è stata circa il 79%. Questo non rende inutile il sistema: il valore del pompaggio non sta nell'energia netta, ma nella potenza immediata e nei servizi che offre. Oltre alla potenza pronta in pochi minuti, un impianto di pompaggio fornisce

riserva rapida, sostegno alla frequenza e capacità di riavvio del sistema: servizi che si misurano in secondi e minuti, non in terawattora. Un impianto di pompaggio può passare da fermo a piena generazione indicativamente in 65–120 secondi, un intervallo tecnico della stessa fonte settoriale, e può erogare per molte ore, non per pochi minuti: caratteristiche che nessuna fonte variabile da sola possiede.

Un caso italiano particolarmente significativo è Entracque, nelle Alpi Marittime: un impianto a pompaggio puro con una potenza operativa di 1.200 megawatt, con due dighe e circa 42 milioni di metri cubi d'acqua complessivi, un salto di circa 1.000 metri e una portata di progetto di circa 128 metri cubi al secondo. I suoi serbatoi sono a quote molto diverse, uno attorno ai 2.000 metri e l'altro attorno ai 1.000: è la combinazione di volume e dislivello che rende il sito adatto all'accumulo. È un impianto pensato per immagazzinare e restituire energia su richiesta, non per produrre dall'acqua di un fiume.

Anche i bacini degli impianti convenzionali esistenti rappresentano una riserva di energia. L'Agenzia internazionale dell'energia stima che contengano circa 1.500 terawattora di energia potenziale in un ciclo completo. La cifra va letta con grande cautela: non equivale a una capacità liberamente disponibile come quella di una batteria. La potenza delle centrali limita la velocità con cui quell'energia può essere erogata; l'acqua ha usi concorrenti, dall'irrigazione all'acqua potabile; esistono vincoli ambientali sui livelli e sui rilasci; e il reintegro dipende dagli apporti idrici, cioè da quanto piove e nevica. È una riserva condizionata, non un magazzino.

Una diga non serve soltanto all'elettricità

Una diga che crea un invaso non produce soltanto energia: trattiene un bene che ha molte domande. L'acqua del bacino può servire all'irrigazione, agli acquedotti, all'industria, alla navigazione, al turismo e alla ricreazione; il volume può essere gestito per contenere le piene e per conservare una riserva nei periodi di siccità. Negli Stati Uniti, su oltre 90.000 sbarramenti, meno del 3% produce energia: gli altri servono ad altri scopi, dalla ricreazione all'irrigazione al controllo delle piene. L'acqua destinata all'irrigazione o agli acquedotti può

anche passare prima attraverso le turbine e produrre elettricità lungo il percorso: in molti bacini l'elettricità è uno degli usi, non l'unico.

I conflitti tra usi non riguardano la quantità totale, ma la gestione. Chi decide quando rilasciare l'acqua e quanta trattenerne deve conciliare domande che puntano in direzioni opposte: i tempi dei rilasci, che l'agricoltura vorrebbe in estate e le turbine quando serve potenza; i livelli da mantenere, che la navigazione e la ricreazione vogliono stabili e alti; il volume da lasciare libero per le piene, che sottrae spazio all'accumulo; la quantità da conservare per la siccità; i percorsi dell'acqua, che devono rispettare anche le esigenze ecologiche del fiume a valle. Ogni metro cubo ha più pretendenti, e la diga è il punto in cui le richieste si incontrano. Il volume lasciato libero per le piene è energia che non si può accumulare: ogni metro cubo di riserva anti-piena è un metro cubo in meno di riserva idrica, e viceversa.

Un grande caso internazionale è Itaipu, sul fiume Paraná, al confine tra Brasile e Paraguay: 14 gigawatt di potenza e 20 gruppi da 700 megawatt ciascuno. Secondo il gestore, dal 1984 ha prodotto complessivamente oltre 3,1 miliardi di megawattora, un primato cumulativo. È anche un esempio di gestione condivisa: l'impianto appartiene ai due Paesi, ognuno dei quali possiede metà dell'elettricità prodotta, e fornisce circa il 90% dell'elettricità consumata in Paraguay e circa il 10% di quella consumata in Brasile. Il bacino ha inoltre usi multipli dichiarati, dall'approvvigionamento idrico all'agricoltura, dalla pesca al turismo, con 100.000 ettari di foresta atlantica protetta attorno all'invaso.

In Italia il tema si chiama concessioni. Le grandi derivazioni idroelettriche sono assegnate ai gestori per un periodo limitato e, alla scadenza, si applicano le regole di devoluzione e indennizzo previste dalla legge; le concessioni vengono poi riassegnate per periodi compresi tra 20 e 40 anni. È un passaggio che ridisegna chi gestisce e chi beneficia dell'acqua, e che in Lombardia è già in corso: la Regione ha avviato le procedure per 42 derivazioni in scadenza nel 2029. La gara sceglie il nuovo concessionario e le Regioni definiscono i canoni, mentre il trattamento delle opere e degli investimenti dipende dalle categorie e dalle condizioni stabilite dalla normativa. Non esiste invece un dato nazionale aperto e omogeneo che riassuma la potenza in scadenza o il valore economico complessivo delle future assegnazioni.

Costruire per un secolo, pagare per decenni

Una centrale idroelettrica costa prima di produrre, e costa molto. L'investimento iniziale comprende progettazione, indagini geologiche, opere civili, dighe, gallerie, condotte, turbine e collegamenti; la durata dei cantieri è lunga, e durante la costruzione gli interessi sul capitale lavorano contro il progetto. Il costo livellato dell'energia, che distribuisce tutte queste voci sull'energia prodotta, era per i nuovi progetti idroelettrici entrati in esercizio nel perimetro considerato da IRENA nel 2024 pari a 0,057 dollari per kilowattora: un valore che riguarda i nuovi impianti, non il costo medio di tutto il parco mondiale esistente. Per l'idroelettrico non esiste un costo del combustibile, ma esistono costi di manutenzione e, nei grandi invasi, di gestione dei sedimenti.

I grandi progetti, però, tendono a costare più del previsto. Uno studio comparabile su 245 grandi dighe ha trovato una durata media di costruzione di 8,6 anni, un sovracosto medio del 96% rispetto al preventivo e un ritardo medio del 44%; tre dighe su quattro hanno superato il budget e otto su dieci i tempi. Media e mediana raccontano fenomeni diversi: la media del 96% è fortemente influenzata dai casi estremi; la mediana del 27% indica che metà dei progetti ha registrato uno scostamento inferiore e metà uno superiore. Citare soltanto la media fa apparire tipico ciò che è anche effetto della coda estrema; citare soltanto la mediana nasconde quanto quella coda possa pesare. Il rischio di sovracosto è quindi parte del costo stesso. Le cause sono note: sottovalutazione delle condizioni geologiche, modifiche di progetto in corso d'opera, costi ambientali e sociali non previsti, interessi che maturano sui ritardi.

La vita di un impianto è lunga ma non uniforme. Il Dipartimento dell'energia degli Stati Uniti indica 65–85 anni come intervallo tecnico generale per l'idroelettrico: un'indicazione, non una garanzia. Le opere civili, dighe e gallerie, possono durare più delle apparecchiature: turbine e generatori vanno rinnovati molto più spesso. Il parco mondiale è anche vecchio: circa il 40% della capacità, pari a 476 gigawatt, ha almeno 40 anni, e gli impianti tra 45 e 60 anni richiedono grandi interventi di ristrutturazione. L'età non è uniforme: in Nord America la media supera i 50 anni, in Europa i 45, in Cina è intorno ai 15,

perché gran parte del parco cinese è recente. L'ammodernamento, quando è fatto bene, mantiene o aumenta la produzione, spesso nell'ordine del 5–10%.

C'è poi un invecchiamento che non si vede: quello dei bacini. I sedimenti che i fiumi trasportano si depositano negli invasi e ne riducono la capacità. Secondo una valutazione dell'Università delle Nazioni Unite, i bacini mondiali hanno già perso tra il 13 e il 19% della capacità di stoccaggio originale, e la perdita potrebbe raggiungere il 23–28% entro il 2050. È un processo lento ma inesorabile: riduce l'energia accumulabile, il volume disponibile per gli altri usi e lo spazio per le piene, e accelera l'abrasione delle turbine.

Il prezzo della trasformazione

Trattenere l'acqua di un fiume ha conseguenze che non si vedono dalla diga. A monte, il corso d'acqua diventa un lago: la velocità diminuisce, i sedimenti si depositano, la temperatura e l'ossigenazione cambiano, la vegetazione sommersa si decompone. A valle, il fiume riceve meno sedimenti, portate diverse da quelle naturali e spesso acqua con temperature diverse. La continuità fluviale si interrompe: i pesci migratori non passano, i sedimenti non viaggiano verso pianure, delta e coste, che in molti casi arretrano proprio perché il fiume non consegna più ciò che il bacino trattiene. Per questo esiste il deflusso ecologico, la portata minima che deve restare al fiume anche quando l'impianto deriva l'acqua: uno strumento per conciliare prelievo ed ecosistema, con soglie che variano da Paese a Paese.

La scala del problema è mondiale. Solo il 37% dei fiumi più lunghi di 1.000 chilometri è ancora a flusso libero per l'intera lunghezza; gli altri sono interrotti da dighe, sbarramenti o derivazioni. Se si guarda alla connessione con il mare, la quota di quelli che arrivano ancora ininterrotti all'oceano scende a meno di un quarto. E la pressione non è fatta solo di grandi opere: come già visto per l'Italia, molti piccoli impianti possono frammentare un bacino quanto una grande diga. È la somma delle interruzioni, non la singola opera, a cambiare il fiume.

Anche le persone fanno parte del bilancio. Le grandi dighe hanno richiesto, secondo la stima della World Commission on Dams del 2000, tra 40 e 80 milioni

di trasferimenti di persone nel mondo: una stima con intervalli molto ampi, che conta il trasferimento fisico e non lo sconvolgimento dei mezzi di sussistenza. Il trasferimento è solo la parte misurabile: chi perde terreni, accesso all'acqua o attività produttive senza essere spostato subisce uno sconvolgimento che le statistiche dei trasferiti non contano. I benefici di una diga, elettricità, irrigazione, protezione dalle piene, sono spesso condivisi a scala regionale o nazionale; i costi, come la sommersione di terreni e abitati, ricadono quasi sempre sul territorio che la ospita. È una distribuzione asimmetrica, e i numeri aggregati non la fanno vedere.

Sul clima, infine, l'idroelettrico non ha un'unica risposta. L'impianto non produce emissioni da combustione, ma il bacino può emettere direttamente CO_2 e metano durante l'esercizio, quando biomassa e sedimenti si decompongono in assenza di ossigeno. Le emissioni di ciclo di vita hanno una mediana di 24 grammi di CO_2 equivalente per kilowattora, ma l'intervallo è estremamente ampio, da 1 a 2.200 grammi: i bacini tropicali, caldi e ricchi di vegetazione sommersa, possono superare di ordini di grandezza quelli temperati o montani. Le emissioni possono essere particolarmente elevate nei primi anni dopo l'inondazione e tendono a cambiare nel tempo. A queste si aggiungono quelle di costruzione, legate al cemento e all'acciaio delle opere; nei bacini caldi, inoltre, il metano può rappresentare una parte molto importante dell'effetto climatico. La mediana descrive il centro della distribuzione, non ogni impianto: attribuire un unico valore climatico a tutto l'idroelettrico sarebbe un errore.

Quando l'acqua diventa un rischio

Il 9 ottobre 1963, alle 22:39, una frana di circa 270 milioni di metri cubi di roccia si staccò dal Monte Toc e precipitò nell'invaso del Vajont in circa 20–25 secondi. La diga, un arco a doppia curvatura alto 261,6 metri, all'epoca tra i più alti del mondo, non crollò: l'onda generata dalla frana la superò, devastò Longarone e gli altri abitati della valle e causò 1.917 vittime, 400 delle quali mai ritrovate. Dire che «crollò la diga del Vajont» è scorretto, e la distinzione non è formale: il disastro fu causato da una frana nell'invaso e da decisioni umane, quote di invaso troppo alte nonostante le segnalazioni e mancato allarme, non

da un cedimento strutturale dell'opera. È il caso che ha insegnato a distinguere il cedimento della diga, il superamento dell'opera da parte dell'acqua e l'onda generata da una frana. La presenza di un'antica frana sul versante era stata segnalata dai geologi già nel giugno 1960, ma le prove di invaso continuarono e portarono il livello dell'acqua fino a quote ritenute sicure sulla base di previsioni che si sarebbero rivelate sbagliate; la sera del disastro nessun allarme fu dato.

Altri incidenti hanno avuto origini diverse: Banqiao, in Cina, nel 1975, quando un tifone fece crollare a cascata 62 dighe e la cifra ufficiale dei morti diretti fu di 26.000, con stime molto maggiori se si contano fame ed epidemie; Malpasset, in Francia, nel 1959, ceduta per problemi di fondazione con 421 vittime; Teton, negli Stati Uniti, nel 1976, erosa internamente al primo invaso con 11 vittime. Sono eventi che ricordano perché la sicurezza delle dighe si gioca su fondazioni, sfioratori, filtrazioni e sorveglianza: ma la loro storia non va ridotta a una sequenza di catastrofi. La sicurezza di una diga si controlla nel tempo: fondazioni e filtrazioni, sfioratori capaci di smaltire le piene, versanti dell'invaso, comportamento sismico, piani di emergenza che coinvolgono chi vive a valle.

Il cambiamento climatico modifica anche il rischio idraulico. Precipitazioni più intense possono produrre piene estreme che mettono alla prova sfioratori, regole di gestione e piani di emergenza. Non significa che ogni diga diventi automaticamente meno sicura, ma che opere e procedure progettate sui regimi storici devono essere verificate rispetto a condizioni che possono cambiare. La sicurezza non dipende soltanto dalla resistenza dello sbarramento: dipende anche dalla capacità di smaltire l'acqua in eccesso e di avvertire per tempo chi vive a valle.

Il futuro dell'idroelettrico non è soltanto questione di nuove grandi dighe. Le alternative sono già sul campo: ammodernare gli impianti esistenti, aggiungere turbine a dighe che oggi non producono energia e, in alcuni casi, rimuovere le opere obsolete per restituire il fiume a se stesso. Le nuove grandi dighe restano una scelta possibile, soprattutto dove il potenziale è ancora inesplorato, ma costi, tempi e impatti le rendono una decisione molto diversa dall'ammodernamento. Un caso europeo recente è quello della Sélune, in

Francia, dove due dighe sono state smantellate e circa 90 chilometri di fiume sono stati riconnessi. Ogni scelta ha un bilancio: costruire trasforma il territorio, mantenere costa, rimuovere restituisce. Quello che non cambia è la frase da cui si è partiti: produrre elettricità dall'acqua non la consuma, la fa cadere, ma controllare quella caduta trasforma fiumi, valli e territori, e il bilancio non è mai soltanto elettrico.

Fonti e riferimenti

U.S. Department of Energy — Hydropower Basics
https://www.energy.gov/cmei/water/hydropower-basics

U.S. Department of Energy — Types of Hydropower Plants
https://www.energy.gov/cmei/water/types-hydropower-plants

U.S. Department of Energy — Types of Hydropower Turbines
https://www.energy.gov/cmei/water/types-hydropower-turbines

U.S. Energy Information Administration — Pumped storage and battery storage efficiency (Today in Energy, 2021)
https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=46756

International Energy Agency — Hydropower Special Market Report, Executive Summary
https://www.iea.org/reports/hydropower-special-market-report/executive-summary

IRENA — Renewable Capacity Statistics 2026
https://www.irena.org/Publications/2026/Mar/Renewable-capacity-statistics-2026

IRENA — Hydropower (pagina tecnologia)
https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Hydropower

Ember — Global Electricity Review 2026, 2025 in Review
https://ember-energy.org/latest-insights/global-electricity-review-2026/2025-in-review/

Eurostat — Produzione elettrica per fonte (nrg_bal_peh)

https://ec.europa.eu/eurostat/api/dissemination/statistics/1.0/data/nrg_bal_peh

Eurostat — Capacità elettrica per fonte (nrg_inf_epc)
https://ec.europa.eu/eurostat/api/dissemination/statistics/1.0/data/nrg_inf_epc

GSE — Rapporto Statistico, Energia da fonti rinnovabili in Italia, anno 2023
https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20Energia%20da%20FER%20in%20Italia%20-%20anno%202023.pdf

ARERA — Relazione Annuale 2026, Volume 1
https://www.arera.it/fileadmin/allegati/relaz_ann/26/RA26_Volume_1.pdf

Terna — Rapporto mensile sul sistema elettrico, dicembre 2025
https://download.terna.it/terna/Rapporto_mensile_dicembre_25_8de58e4159b881a.pdf

International Hydropower Association (associazione di settore) — Pumped Storage Hydropower Capabilities and Costs
https://www.hydropower.org/publications/pumped-storage-hydropower-capabilities-and-costs

ENEL Green Power — Centrale idroelettrica di Entracque
https://www.enelgreenpower.com/it/impianti/operativi/centrale-idroelettrica-entracque

Itaipu Binacional — sito ufficiale
https://www.itaipu.energy/

Normattiva — D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79, articolo 12
https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:1999-03-16;79~art12

Regione Lombardia — Determinazioni concessioni di grande derivazione idroelettrica in scadenza nel 2029
https://www.regione.lombardia.it/ambiente-e-territorio/governo-delle-acque/riassegnazione-grandi-derivazioni-idroelettriche/avv--determinazioni-concernenti-le-concessioni-di-grande-derivazione-idroelettrica-con-scadenza-nell-anno-2029

Ansar, Flyvbjerg, Budzier, Lunn — Should We Build More Large Dams? (Energy Policy, 2014; manoscritto arXiv)
https://arxiv.org/pdf/1409.0002

UNU-INWEH — Trapped sediment robbing world's large dams of vital water storage capacity (2023)
https://unu.edu/press-release/trapped-sediment-robbing-worlds-large-dams-vital-water-storage-capacity

Grill et al. — Mapping the world's free-flowing rivers (Nature, 2019)
https://www.nature.com/articles/s41586-019-1111-9

World Commission on Dams — Dams and Development: A New Framework for Decision-Making (2000)
https://riverresourcehub.org/wp-content/uploads/files/attached-files/world_commission_on_dams_final_report.pdf

IPCC — Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change (AR5 WGIII), Annex III
https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_full.pdf

CNR-IRPI — 9 ottobre 1963, il disastro del Vajont
https://polaris.irpi.cnr.it/9-ottobre-1963-il-disastro-del-vajont/

Scientific Reports (2024) — 3D WCSPH modelling of landslide-water dynamics during the 1963 Vajont disaster
https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC11554770/

Dam Removal Europe — Vezins and La Roche-qui-Boit dams, fiume Sélune
https://damremoval.eu/portfolio/vezins-and-la-roche-qui-boit-dams/

IRENA — Renewable Power Generation Costs in 2024
https://www.irena.org/Digital-Report/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024

Deemer et al. — Greenhouse Gas Emissions from Reservoir Water Surfaces: A New Global Synthesis (BioScience, 2016)
https://academic.oup.com/bioscience/article/66/11/949/2754271

ASDSO (Association of State Dam Safety Officials) — Banqiao Dam (Cina, 1975)

https://damfailures.org/case-study/banqiao-dam-china-1975

ASDSO — Malpasset Dam (Francia, 1959)
https://damfailures.org/case-study/malpasset-dam-france-1959

ASDSO — Teton Dam (Idaho, 1976)
https://damfailures.org/case-study/teton-dam-idaho-1976

03.17 — Solare fotovoltaico

Dalla luce alla corrente

La scoperta è più vecchia dell'elettricità come la conosciamo: nel 1839 Edmond Becquerel osservò che la luce genera una tensione tra due elettrodi immersi in una soluzione. Per più di un secolo restò una curiosità da laboratorio: nessun materiale riusciva a sfruttarlo con un rendimento utile. La svolta arrivò nel 1954, quando i Bell Laboratories costruirono la prima cella al silicio capace di convertire il 6% della luce in elettricità: abbastanza per alimentare piccoli dispositivi, troppo poco e troppo caro per tutto il resto. Il primo mercato fu lo spazio. Dal satellite Vanguard 1 del 1958 in poi i pannelli divennero la fonte standard delle sonde, perché pesano poco, non hanno parti in movimento e non hanno bisogno di carburante. Sulla Terra, per decenni, le celle servirono soltanto dove i cavi non arrivavano.

Il meccanismo è semplice. La luce è fatta di fotoni, ciascuno con una quantità di energia legata al suo colore. Quando un fotone colpisce un semiconduttore come il silicio può strappare un elettrone dal suo posto, lasciando una lacuna: nasce una coppia elettrone-lacuna. Se dentro il materiale esiste un campo elettrico, la coppia viene separata e i due portatori vengono spinti verso contatti metallici opposti; collegando i contatti a un circuito, scorre corrente. Quel campo elettrico interno è la giunzione, il cuore della cella: si ottiene drogando il silicio, cioè inserendo atomi con un elettrone in più o in meno, così da creare due zone, una con elettroni in eccesso e una con lacune. Il passaggio tra le due agisce come una pompa che separa le cariche. Nessuna parte in movimento, nessuna combustione: una conversione diretta e silenziosa.

Il silicio non è un caso. È il secondo elemento più abbondante della crosta terrestre dopo l'ossigeno, e la sua energia di legame, circa 1,1 elettronvolt, cade vicino all'ottimo teorico: per una cella a singola giunzione il limite di Shockley-Queisser, calcolato negli anni Sessanta, è il 33,7% dell'energia solare incidente. In laboratorio una cella di silicio ha raggiunto il 28,1% e una cella tandem, che sovrappone perovskite e silicio per catturare due bande di luce

diverse, il 35,2%. I moduli commerciali di punta si fermano al 24–25%, più di tre quarti della luce che li colpisce non viene convertita e si disperde come calore o riflessione. Eppure è proprio questa tecnologia, pur convertendo solo una parte dell'energia che riceve, a essere diventata quella che aggiunge più nuova capacità elettrica nel mondo.

Per capire i numeri che seguono serve la gerarchia dei componenti. Una cella produce meno di un volt e pochi watt. Decine di celle incapsulate tra vetro e polimeri, con una cornice di alluminio, formano un modulo, il pannello: oggi da 400 a 750 watt di picco. I moduli collegati in serie formano una stringa; stringhe, inverter, cavi e struttura di supporto formano l'impianto. L'inverter converte la corrente continua prodotta dai pannelli nella corrente alternata della rete e delle prese.

La potenza di picco è una targhetta, non una promessa. Un modulo da 500 watt di picco produce 500 watt soltanto in condizioni standard di prova: un irraggiamento di mille watt per metro quadrato e una temperatura della cella di 25 gradi. Nella realtà la produzione segue la luce: zero di notte, bassa con le nuvole, più alta d'estate che d'inverno, migliore in una giornata fredda e limpida che in una torrida, perché le celle perdono circa lo 0,3–0,5% di potenza per ogni grado sopra i 25. Orientamento, inclinazione, ombreggiamento e polvere completano il quadro. Per questo potenza ed energia sono grandezze diverse: la potenza si misura in watt, l'energia in wattora, e la produzione annuale si ottiene moltiplicando la potenza di picco per la resa del luogo. Un impianto domestico italiano da 5 chilowatt di picco, nove moduli su una ventina di metri quadrati di tetto, produce con una buona esposizione nell'Italia centrale circa 6.500 chilowattora all'anno: se lavorasse sempre alla potenza nominale ne produrrebbe 43.800. Il rapporto tra le due cose, il fattore di capacità, vale per il fotovoltaico italiano attorno al 14–15%: la potenza media sull'anno è meno di un sesto di quella stampata sulla targhetta. È la prima regola da tenere a mente, perché ogni confronto con le altre fonti di elettricità, da qui in avanti, dipende da questa conversione.

La crescita più veloce della storia dell'energia

Nessun'altra tecnologia elettrica è mai cresciuta a questo ritmo. All'inizio del secolo il fotovoltaico contava poco più di un gigawatt in tutto il mondo, l'equivalente di una grande centrale a gas; venticinque anni dopo ne conta più di duemila volte tanto. La serie statistica principale è quella dell'agenzia IRENA, che a fine 2025 registra 2.392 gigawatt, cioè 2,392 terawatt, di capacità fotovoltaica cumulativa: circa 1,85 volte tutta la capacità eolica mondiale, ferma a 1.291 gigawatt. La stima di mercato dell'IEA PVPS, pubblicata come fotografia preliminare dell'anno appena chiuso, arriva a quasi 3 terawatt. Le due cifre non vanno sommate né trasformate in un unico valore: usano convenzioni statistiche diverse, trattano in modo diverso i piccoli impianti non ancora censiti e le revisioni dei dati nazionali, e la sola differenza tra corrente continua e alternata non basta a spiegare lo scarto. Il dato solido, per il capitolo, è l'ordine di grandezza: il mondo è passato dall'ordine del gigawatt all'ordine del terawatt in un quarto di secolo, superando il primo terawatt nel 2022 e il secondo nel corso del 2024.

Anche le nuove installazioni sono senza precedenti, e qui le stime per il 2025 oscillano tra 511 e 698 gigawatt secondo la fonte: l'intervallo riflette ancora una volta metodi diversi, non l'incertezza sul fatto che si tratti di un record. Il fotovoltaico è da anni la prima tecnologia per nuova capacità aggiunta, e da solo ha rappresentato circa tre quarti delle aggiunte rinnovabili dell'anno. La Cina ha aggiunto 317 gigawatt secondo la statistica ufficiale della National Energy Administration. Gli Stati Uniti hanno chiuso il 2025 a 279 gigawatt in corrente continua: il confronto diretto richiede cautela, perché la serie cinese e quella statunitense adottano convenzioni AC e DC differenti. Quasi quaranta paesi hanno aggiunto almeno un gigawatt ciascuno.

La produzione racconta la stessa storia in energia. Nel 2025 gli impianti fotovoltaici del mondo hanno generato circa 2.778 terawattora, il 30% in più dell'anno precedente, con un incremento di 636 terawattora: la crescita annuale più grande mai registrata per una singola fonte elettrica. Il fotovoltaico ha così superato l'eolico nella produzione mondiale e si è avvicinato al nucleare: l'8,7% dell'elettricità mondiale contro l'8,5% del vento e l'8,9%

dell'atomo. Tra aprile e settembre 2025, nei mesi di sole dell'emisfero boreale, ha prodotto più del nucleare, ma non il doppio, e sull'intero anno resta ancora leggermente sotto. Per dare la scala: 2.778 terawattora sono circa nove volte la domanda elettrica del Regno Unito, e valgono quanto tutta l'elettricità consumata dall'Unione europea; è invece l'incremento del solo 2025, 636 terawattora, a valere approssimativamente il doppio della domanda britannica. Il solare da solo ha coperto i tre quarti dell'aumento della domanda mondiale di elettricità, e insieme all'eolico il 99%.

Prima di confrontare il fotovoltaico con le altre fonti bisogna però ricordare la regola della targhetta. Un gigawatt di pannelli in Germania produce circa un terawattora all'anno, perché il fattore di capacità è attorno all'11%; in Italia, con più sole, tra 1,3 e 1,5; nel deserto, tra 1,8 e 2,2. Un gigawatt nucleare, che lavora quasi in continuo, produce tra 7,5 e 8,5 terawattora. Servono quindi cinque o sei gigawatt di fotovoltaico italiano per generare quanto un gigawatt nucleare: a un costo di impianto per gigawatt molto più basso e in ore del giorno completamente diverse. Confrontare i gigawatt senza questa conversione è il modo più rapido per sbagliare ogni conclusione, ed è un errore che il capitolo non deve mai commettere.

La fabbrica della luce

Ogni pannello comincia come sabbia. Il silicio, secondo elemento più abbondante della crosta, non esiste in natura allo stato puro: si trova legato all'ossigeno nella silice. La filiera parte dal quarzo, lo riduce in forni ad arco elettrico a silicio metallurgico, con una purezza del 98–99%, e lo purifica fino al polisilicio di grado solare, a purezze comprese, secondo il processo, tra il 99,9999% e il 99,9999999%; il grado elettronico richiede purezze ancora maggiori. È una raffinazione energivora: l'elettricità pesa per oltre il 40% sul costo del polisilicio e per circa un quinto su quello di lingotti e wafer, e l'80% dell'elettricità consumata dal polisilicio mondiale viene usata in province cinesi a prezzi medi di circa 75 dollari per megawattora, un terzo sotto la media industriale globale.

Il silicio purificato viene fuso a circa 1.400 gradi e tirato in lingotti monocristallini, poi tagliato in fette, i wafer, con seghe a filo diamantato. Anche qui i numeri raccontano il progresso: i wafer sono passati da uno spessore di 300–400 micron negli anni Duemila a circa 140 micron oggi, e il consumo di silicio per watt di potenza è sceso da 16 grammi nel 2004 a circa 2 grammi nel 2024, grazie a wafer più sottili, efficienze più alte e perdite di taglio ridotte, anche se la polvere di silicio del taglio resta in gran parte difficile da recuperare. Dal wafer nasce la cella, con la texturizzazione della superficie, la giunzione e i contatti metallici; dalle celle, assemblate e incapsulate, nasce il modulo. Per anni ha dominato la PERC (Passivated Emitter and Rear Cell, cella con emettitore e lato posteriore passivati): un rivestimento sul retro limita le perdite di carica. Ora si sta imponendo la TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact, contatto passivato con ossido tunnel), che usa uno strato isolante sottilissimo per raccogliere meglio le cariche elettriche e aumentare il rendimento. Il possibile salto successivo viene dalle celle tandem, formate da due strati capaci di assorbire parti diverse della luce solare. Nei prototipi di laboratorio hanno superato il 30% di rendimento: trasformano quindi in elettricità più del 30% dell'energia solare ricevuta.

Il contenuto materiale di un modulo moderno è sorprendente: per massa è per tre quarti vetro, poi polimeri di incapsulamento per circa un decimo, alluminio per la cornice per l'8%, silicio per il 5%, rame per l'1% e argento per meno dello 0,1%. Un modulo da 550 watt pesa circa 30 chilogrammi. Un megawatt di moduli, circa 1.820 pannelli, corrisponde a circa 55 tonnellate di materiali: 42 di vetro, 4,4 di alluminio, 2,7 di silicio, mezzo di rame e 13–17 chilogrammi di argento. Si tratta dei soli moduli: strutture di sostegno, inverter e cablaggi dell'intero impianto aggiungono altre masse, in parte riutilizzabili altrove. L'argento merita attenzione perché è il materiale critico: una cella TOPCon ne usa circa 110 milligrammi, 13–17 milligrammi per watt, e il fotovoltaico assorbe ormai il 17–19% della domanda mondiale del metallo, una quota che gli operatori cercano di ridurre sostituendolo in parte con il rame.

La geografia della filiera è il secondo fatto decisivo. La Cina non è soltanto il mercato più grande, con circa metà della capacità installata mondiale: è soprattutto il produttore di quasi tutto ciò che il mondo installa, con quote che

variano per fase. Nel 2024 ha prodotto circa il 93% del polisilicio, il 97% dei wafer, il 92% delle celle e l'86% dei moduli; l'Asia nel suo insieme fornisce circa il 96% di moduli e componenti, mentre l'Unione europea, che nel 2010 fabbricava metà dei pannelli mondiali, oggi ne produce circa l'1%. Sono numeri che vanno letti fase per fase, non compressi nella formula comoda della Cina che controlla tutto: la concentrazione massima è nei wafer, la minima nell'assemblaggio dei moduli.

Questa fabbrica produce però più di quanto il mondo installi. La capacità mondiale di produzione di moduli è di circa 1,5 terawatt all'anno contro i 650 gigawatt installati nel 2025, e la sola Cina ha linee per oltre 1.100 gigawatt. Il risultato è una guerra dei prezzi: molte aziende vendono i pannelli a prezzi inferiori ai costi di produzione pur di difendere la propria quota di mercato. Nel 2025 le aziende solari cinesi quotate in borsa hanno registrato complessivamente perdite superiori a 50 miliardi di yuan, pari a circa 6,2 miliardi di euro al cambio medio del 2025. Il governo cinese ha quindi cercato di frenare l'eccesso di produzione, limitando l'apertura o l'ampliamento delle fabbriche e riducendo le agevolazioni fiscali sulle esportazioni. La sovracapacità non è un dettaglio finanziario: è il motore dei prezzi bassi e la chiave per capire sia i costi sia la geopolitica del settore.

Dai tetti alle centrali solari

La stessa cella che alimenta un condominio alimenta anche interi distretti industriali: cambia solo il numero di moduli. Un impianto domestico da 5 chilowatt di picco, circa nove pannelli su una ventina di metri quadrati, produce 6.500 chilowattora all'anno, più del doppio del fabbisogno di una famiglia media; un capannone con 100 chilowatt, 182 moduli su circa 700 metri quadrati, ne produce 135.000, l'equivalente del consumo di 45 famiglie; un impianto a terra da un megawatt, 1.820 moduli su una superficie di 1,5–2 ettari, produce circa 1,4 gigawattora; un parco da 100 megawatt, 182.000 moduli su 150–200 ettari, circa 150 gigawattora, quanto consumano 50.000 famiglie; e un complesso da un gigawatt, quasi due milioni di moduli, circa 1,5 terawattora. Le cifre assumono un consumo familiare di 3.000 chilowattora all'anno e rese da 1.300 a 1.500 chilowattora per chilowatt installato, tipiche

dell'Italia: sono ipotesi dichiarate, non misure. Per dare un termine di confronto con il vento, un parco solare da 100 megawatt produce quanto circa 25 turbine eoliche da 2 megawatt con un fattore di capacità del 35%.

L'Italia è un paese da generazione distribuita: a fine 2025 contava 2.092.088 impianti per 43,5 gigawatt, con un numero molto elevato di installazioni distribuite sui tetti, e nel 2025 ha prodotto 44,3 terawattora di elettricità fotovoltaica. Su un fabbisogno elettrico nazionale di 311,3 terawattora, questo significa circa il 14,2% del fabbisogno: una quota rilevante, ma con un denominatore preciso, quello del fabbisogno nazionale, da non confondere con la produzione elettrica totale. Il resto del mondo mostra tutte le scale insieme: l'Australia ha pannelli su 4,3 milioni di edifici, 28,3 gigawatt su tetti, circa una casa su tre; la Germania nel 2025 ha installato metà della nuova capacità sui tetti e ha registrato 430.000 mini-impianti da balcone; le comunità energetiche italiane, che condividono l'energia tra vicini, restano piccole, 174,5 megawatt in 1.805 configurazioni, ancora lontane dal contingente massimo incentivabile di 5 gigawatt entro il 2027.

Ai vertici della scala ci sono impianti che fino a dieci anni fa erano impensabili. A Midong, nel deserto a nord di Urumqi, in Cina, un unico sito da 3,5 gigawatt, collegato alla rete nel 2024, conta 5,26 milioni di moduli bifacciali su circa 13.300 ettari e dovrebbe produrre 6,1 terawattora all'anno, il consumo di circa due milioni di famiglie; le espansioni, in costruzione, aggiungerebbero altri 9,35 gigawatt. Ad Al Dhafra, negli Emirati Arabi, un impianto da 2 gigawatt inaugurato nel 2023 usa quattro milioni di moduli su più di 20 chilometri quadrati, alimenta circa 200.000 case ed è stato aggiudicato a una tariffa record di 1,35 centesimi di dollaro per chilowattora. Sono due grandi casi di scala, non necessariamente i due più grandi impianti del mondo: la classifica cambia ogni anno, e la prudenza impone di distinguere un singolo impianto da un complesso di progetti, come quello di Golmud in Cina, che somma diversi impianti vicini, e di separare sempre ciò che è operativo da ciò che è in costruzione o soltanto annunciato, come il mega-progetto indiano di Khavda, pianificato per 30 gigawatt ma realizzato solo in parte. Tra i due estremi si collocano le soluzioni di compromesso: l'agrivoltaico, che mette le colture sotto i pannelli e conta circa 18 gigawatt nel mondo, il fotovoltaico galleggiante, circa

6 gigawatt, e i sistemi isolati, 10,3 gigawatt, che portano la prima elettricità dove la rete non arriva.

Il crollo dei costi

Il prezzo dei moduli fotovoltaici è una delle serie economiche più ripide mai misurate. Nel 1976 un watt di pannello costava circa 76 dollari; nel 2025 ne costa circa 0,10. Un calo del 99,9% in mezzo secolo, quasi interamente concentrato negli ultimi vent'anni: un modulo da 550 watt, che nel 2010 sarebbe costato più di mille dollari, oggi si paga poco più di cinquanta. Il motore è un tasso di apprendimento tra i più alti dell'industria: secondo il Fraunhofer ISE, a ogni raddoppio della produzione cumulativa il prezzo dei moduli è sceso in media del 26,7%, con stime di letteratura tra il 20 e il 27%.

Le cause si sommano: l'efficienza dei moduli commerciali è passata dal 17% di metà anni Duemila a oltre il 24%, il silicio necessario per watt è calato di otto volte, la scala produttiva è arrivata a 1,5 terawatt all'anno, l'automazione ha ridotto la manodopera, l'integrazione verticale cinese ha compresso i margini lungo tutta la filiera e le politiche pubbliche hanno creato prima la domanda europea, poi la capacità cinese. A tutto questo si è aggiunta, dal 2023, la sovracapacità: i prezzi sono scesi sotto i costi di produzione, con minimi spot di 7–9 centesimi di dollaro per watt, e il rimbalzo di circa il 9% del quarto trimestre 2025, legato alle nuove regole cinesi, ha chiuso un'era di caduta libera.

Per non sbagliare le conclusioni bisogna tenere separati cinque prezzi diversi. Il prezzo del modulo, 0,10 dollari per watt, è solo un componente: il costo totale di un impianto utility-scale, che comprende inverter, strutture, installazione e connessione, era nel 2024 di 691 dollari per chilowatt, e il modulo ne rappresenta ormai circa il 15%. Il costo livellato dell'elettricità, che somma impianto, capitale, manutenzione e produzione attesa, era nello stesso anno di 0,043 dollari per chilowattora in media mondiale, con valori cinesi a 0,033; il 91% dei nuovi impianti rinnovabili utility del 2024 ha prodotto energia a costo inferiore al fossile nuovo, e il fotovoltaico è risultato il 41% più economico dell'alternativa fossile meno cara. Ci sono poi i prezzi delle aste, che possono

essere molto più bassi della media: i 1,35 centesimi di Al Dhafra o i 0,225 renminbi per chilowattora, circa 3,1 centesimi di dollaro, della prima asta di mercato cinese dello Shandong nel 2025 sono aggiudicazioni eccezionali in condizioni eccezionali, sole estremo, costo del capitale basso e impianti enormi, e non vanno presentati come costi medi. Il costo del capitale, infine, è il secondo fattore dopo l'hardware: lo stesso impianto costa molto di più in un paese con tassi alti, e il fotovoltaico, con costi operativi minimi e nessun combustibile, è la tecnologia in cui il peso del finanziamento si sente di più. Resta un avvertimento: il costo di un chilowattora solare a mezzogiorno non è il valore di un chilowattora disponibile la sera, e questo è il tema della prossima sezione.

Quando il Sole non basta

Il sole tramonta ogni giorno, e con lui la produzione dei pannelli. La variabilità è la natura del fotovoltaico: zero di notte, sensibile alle nuvole, più ricca d'estate che d'inverno, con un profilo giornaliero a campana che raggiunge il picco attorno a mezzogiorno e svanisce proprio quando la domanda delle famiglie sale, la sera. Il fattore di capacità mondiale, circa il 15%, dice già tutto: la maggior parte delle ore dell'anno i pannelli producono una frazione della loro potenza. Il problema non è il totale annuo, ma la forma della giornata, e ha un nome disegnato nel 2013 dal gestore della rete californiana: la curva a papera. La domanda netta, cioè la domanda meno la produzione solare, crolla a mezzogiorno formando la pancia della papera e risale bruscamente al tramonto formando il collo: troppo sole quando serve meno, troppo poco quando serve di più.

I sistemi elettrici con più sole del mondo convivono con questo profilo in modi diversi. In California, nel 2024, sono stati curtati, cioè ridotti per ragioni di rete o di mercato, 3,4 terawattora di produzione eolica e solare, per il 93% solare: è produzione potenziale non generata o non immessa, non elettricità regalata al sistema, e va descritta così. Nel primo semestre 2025 il curtailment solare è stato l'11,5% della generazione solare, in calo dal 13% grazie alle batterie di rete. In Germania, il segnale è il prezzo: 573 ore a prezzo negativo all'ingrosso nel 2025, contro le 457 del 2024, con un minimo di circa meno 250 euro per

megawattora l'11 maggio, e dal 2025 tutti i fornitori devono offrire una tariffa dinamica che spinge i consumi nelle ore di abbondanza. Nonostante questo, il fotovoltaico tedesco continua a crescere, arrivato a 117 gigawatt, perché il valore medio dell'energia resta positivo. In Spagna, dove il solare ha coperto il 18,4% della produzione 2025 con 50.188 gigawattora, il curtailment del fotovoltaico è stato il 4,7% della produzione potenziale, con un record giornaliero di 87,5 gigawattora il 28 luglio 2025; produzione e mix sono dati del gestore di rete REE, mentre i valori di curtailment e le proiezioni, che vedono 3–3,4 terawattora curtati all'anno fino al 2027, provengono da fonti settoriali.

C'è infine l'effetto sui prezzi, la cosiddetta cannibalizzazione: più pannelli ci sono, più energia solare viene offerta a mezzogiorno, e più il prezzo di quell'ora scende, fino a svuotare il valore del chilowattora solare anche quando il suo costo di produzione resta bassissimo. Le soluzioni esistono e si stanno diffondendo: i sistemi di accumulo a batteria su scala di rete, il cui costo totale installato è sceso del 93% dal 2010 a circa 192 dollari per chilowattora nel 2024, il pompaggio idroelettrico, l'orientamento dei pannelli verso est e ovest per allargare le ore utili, le interconnessioni tra regioni, la domanda flessibile e le tariffe dinamiche. La loro trattazione completa appartiene ai capitoli dedicati a reti, mercati e accumulo: qui basta dire che il problema del fotovoltaico non sono i pannelli, ma il sistema che deve ospitarli.

Terra, materiali e ambiente

Un pannello è per tre quarti vetro: l'industria solare è anche un'industria del vetro, dell'alluminio e del silicio, e il bilancio ambientale del fotovoltaico va valutato sull'intero ciclo di vita, dalla miniera alla discarica. Secondo lo studio di valutazione del ciclo di vita dell'UNECE del 2022, un chilowattora fotovoltaico emette tra 8 e 83 grammi di CO_2 equivalente, con un valore tipico europeo di circa 37: venti-trenta volte meno del carbone, che pesa tra 750 e 1.100 grammi, e dieci-quindici volte meno del gas; ma più del nucleare, che si ferma a 5–6 grammi, e dell'eolico onshore, attorno ai 12. Sono i risultati di uno specifico studio, non costanti universali: l'impronta del fotovoltaico dipende da dove vengono fabbricati i moduli e da quanto sole colpisce l'impianto. Quasi tutte le emissioni sono concentrate in fabbricazione, perché l'80% dell'energia di

manifattura è elettricità, e nel 2021 l'intera manifattura fotovoltaica mondiale ha pesato lo 0,15% delle emissioni energetiche globali.

Il tempo per restituire questa energia è breve. Un impianto installato in Europa ripaga l'energia usata per costruirlo in circa un anno, 1,1 nel Nord e 0,9 nel Sud, contro una vita utile di 25–30 anni: il rapporto tra energia prodotta ed energia incorporata è dell'ordine di 25–30 a uno. Il cosiddetto carbon payback, cioè il tempo per compensare le emissioni di fabbricazione, è una misura diversa, che dipende dalle emissioni del processo produttivo e dal mix elettrico che l'impianto sostituisce: l'agenzia IEA lo stima in 4–8 mesi in specifiche condizioni di confronto, ma non va affiancato all'energy payback come se fossero equivalenti. La durata aiuta: i moduli degradano in media dello 0,5% all'anno, meno per quelli moderni, e dopo 25 anni conservano circa il 90% della potenza iniziale; l'inverter, invece, vive 10–15 anni e va sostituito una volta nella vita dell'impianto. Spesso il fine vita economico arriva prima di quello tecnico: il pannello funziona ancora, ma è stato superato da modelli più efficienti e più economici.

Il territorio è il vincolo fisico principale. Un impianto a terra occupa 1,5–2 ettari per megawatt, e produrre un terawattora all'anno in Italia richiede circa 1.000–1.500 ettari: se tutti i 2,4 terawatt mondiali fossero a terra, il limite superiore teorico sarebbe circa 5 milioni di ettari, lo 0,03% delle terre emerse, ma una quota rilevante sta su tetti e spazi già costruiti, e il consumo aggiuntivo di suolo è inferiore. Gli impatti locali non vanno né esagerati né nascosti: i pannelli ombreggiano il suolo e alterano l'albedo; cantieri, basamenti e strade di servizio possono compattarne una parte; gli impianti possono modificare gli habitat, soprattutto nelle steppe e nei deserti, richiedono acqua per la pulizia nei climi polverosi e cambiano il paesaggio. L'impermeabilizzazione riguarda strade, cabine e fondazioni, non l'intera superficie coperta.

Il fine vita è un problema reale ma spostato in avanti. Nel suo scenario più ambizioso, IRENA proietta oltre 200 milioni di tonnellate di pannelli dismessi cumulate al 2050, più di 25 milioni di tonnellate all'anno, con il picco dopo il 2040, quando gli impianti costruiti negli anni Venti andranno in pensione: una proiezione di scenario, da leggere come tale. Quasi tutta la massa di un modulo è costituita da materiali tecnicamente recuperabili, ma recuperabilità tecnica,

convenienza economica e riciclo realmente effettuato sono grandezze differenti: i processi attuali recuperano oltre il 90% della massa, soprattutto vetro, alluminio, rame e argento, ma faticano a coprire i costi, e la quota di pannelli davvero riciclati resta molto al di sotto di quella recuperabile. Il valore dei materiali recuperabili, 6 miliardi di dollari all'anno al 2040 e oltre 20 al 2050 secondo IRENA, è l'argomento economico perché il riciclo diventi un'industria, non una promessa.

Chi controlla il Sole

Il sole non appartiene a nessuno, ma le macchine per catturarlo sì, e questa asimmetria è la chiave della dimensione umana e geopolitica del fotovoltaico. Il settore dà lavoro a circa 7,2 milioni di persone nel mondo, il 43% dei 16,6 milioni occupati nelle rinnovabili. Gran parte dell'occupazione è concentrata in Asia, soprattutto nella manifattura; installazione e manutenzione generano invece lavoro locale in ogni mercato. La manifattura crea circa 1.300 posti per ogni gigawatt di capacità produttiva. Sono posti distribuiti in modo molto diseguale: chi ha un tetto e un capitale trae beneficio dai prezzi bassi, chi affitta o non ha risparmi ne resta fuori, e le comunità energetiche e i programmi di reddito energetico provano a redistribuire, su scala ancora piccola. Nei territori senza rete, invece, il solare è la via più economica per la prima elettricità: i sistemi isolati alimentano kit domestici e mini-reti in Africa e in Asia, dove nel 2025 le importazioni di pannelli hanno mostrato un decollo documentato.

La concentrazione industriale è il secondo fatto. La Cina controlla oltre il 90% delle prime fasi della filiera e quasi il 90% dei moduli finiti, con la concentrazione massima nei wafer. La provincia dello Xinjiang da sola conta per circa il 40% del polisilicio mondiale, e un pannello su sette esce da un singolo stabilimento. Su questa concentrazione si giocano le politiche industriali del mondo. Gli Stati Uniti hanno scelto i dazi: la Section 201 sui moduli, la Section 301 che dal gennaio 2025 raddoppia al 50% i dazi su polisilicio e wafer cinesi, e le misure antidumping del 2025 su celle e moduli del Sud-Est asiatico, con punte fino al 271% per alcuni esportatori vietnamiti; il risultato sono prezzi più alti e una manifattura interna in crescita, ancora dipendente dalle celle importate. L'Unione europea ha scelto una strada diversa: nessun dazio sui

moduli, ma il Net-Zero Industry Act, che punta a far sì che la capacità manifatturiera europea delle tecnologie net-zero, fotovoltaico incluso, copra circa il 40% del fabbisogno annuo di diffusione dell'Unione entro il 2030, un benchmark non vincolante e non limitato ai pannelli; la produzione europea di moduli è oggi circa l'1% del mondiale, e un modulo fabbricato in Europa costa, secondo una stima settoriale, circa 0,103 euro in più per watt di uno cinese. L'India ha risposto con incentivi alla produzione e dazi su celle e moduli, e nel 2025 ha installato un record di 38 gigawatt. La Cina, infine, dopo aver vinto la guerra dei prezzi, ne sta gestendo le conseguenze, limitando l'espansione delle fabbriche e riducendo i rimborsi fiscali all'esportazione.

Restano le domande sul lavoro, e vanno poste con precisione. È accertato che la produzione di polisilicio è concentrata nello Xinjiang e che numerose aziende della filiera vi hanno stabilimenti. Organizzazioni indipendenti hanno documentato accuse di trasferimento forzato di lavoratori di etnia uigura in specifici programmi e stabilimenti della regione. Gli Stati Uniti hanno risposto con una legge, l'UFLPA, in vigore dal giugno 2022, che presume il coinvolgimento di lavoro forzato per le merci prodotte con input dello Xinjiang e ne vieta l'importazione; a febbraio 2026 la lista delle entità soggette a presunzione contava 144 nomi. Le imprese coinvolte negano le accuse e dichiarano conformità. La verifica indipendente resta difficile, e condizioni documentate in singoli stabilimenti non vanno attribuite all'intera filiera.

Il paradosso è tutto qui. Il Sole è disponibile quasi ovunque e non appartiene a nessuno, ma le macchine necessarie per trasformarlo in elettricità provengono da una delle filiere industriali più concentrate del mondo. Una tecnologia potenzialmente molto distribuita, capace di trasformare una risorsa gratuita e quasi universale in elettricità a costi fortemente diminuiti, dipende comunque da decisioni prese in poche grandi fabbriche e da equilibri commerciali che cambiano con i governi. Il fotovoltaico ha abbattuto il costo dei moduli e della generazione; chi controlla le fabbriche, i materiali e le regole del commercio influenzerà quanto rapidamente il resto del mondo potrà davvero usare la luce che riceve. È una domanda aperta, e le risposte si stanno scrivendo adesso, impianto dopo impianto.

Fonti

IEA PVPS — Snapshot of Global PV Markets 2026
https://iea-pvps.org/snapshot-reports/snapshot-2026/

IRENA — Renewable Capacity Statistics 2026
https://www.irena.org/Publications/2026/Mar/Renewable-capacity-statistics-2026

Ember — Global Electricity Review 2026
https://ember-energy.org/latest-insights/global-electricity-review-2026/

Energy Institute — Statistical Review of World Energy 2026
https://www.energyinst.org/statistical-review

Fraunhofer ISE — Photovoltaics Report (luglio 2026)
https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html

IRENA — Renewable Power Generation Costs in 2024
https://www.irena.org/Digital-Report/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024

IEA — Solar PV Global Supply Chains
https://www.iea.org/reports/solar-pv-global-supply-chains/executive-summary

IEA PVPS — Trends in Photovoltaic Applications 2025
https://iea-pvps.org/trends_reports/trends-2025/

IRENA/ILO — Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2025
https://www.irena.org/Publications/2026/Jan/Renewable-energy-and-jobs-Annual-review-2025

IRENA — End-of-life management for a circular economy: Solar PV panels (2026)
https://www.irena.org/Publications/2026/Jul/End-of-life-management-for-a-circular-economy-Solar-PV-panels

UNECE — Carbon Neutrality in the UNECE Region: Life-cycle Assessment of Electricity Sources (2022)
https://unece.org/sites/default/files/2022-07/LCA_0708_correction.pdf

National Energy Administration (Cina) — generazione rinnovabile 2025
https://www.nea.gov.cn/20260212/742b8c6a078347b0b39de676c05c5d58/c.html

Terna — Nel 2025 fabbisogno elettrico pari a 311,3 TWh
https://www.terna.it/it/media/comunicati-stampa/dettaglio/consumi-elettrici-2025

Bundesnetzagentur — dati fotovoltaico e prezzi 2025
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2026/20260108_EEG.html

Red Eléctrica de España — il sistema elettrico spagnolo nel 2025
https://www.ree.es/en/press-office/news/press-release/2026/03/the-spanish-electricity-system-in-2025-electricity-demand-generation-and-installed-power-capacity-increase

CAISO — Managing the evolving grid (curva a papera)
https://www.caiso.com/about/our-business/managing-the-evolving-grid

Masdar — Al Dhafra Solar PV, inaugurazione
https://masdar.ae/en/news/newsroom/worlds-largest--single-site-solar-power-plant-inaugurated

PV Magazine — Midong, il più grande impianto solare in Cina (2024)
https://www.pv-magazine.com/2024/06/06/worlds-largest-solar-plant-goes-online-in-china-2/

SEIA / Wood Mackenzie — Solar Market Insight 2025 Year in Review
https://seia.org/research-resources/solar-market-insight-report-2025-year-in-review/

JMK Research — India: record di installazioni solari nel 2025
https://jmkresearch.com/india-adds-record-37-9-gw-of-solar-and-6-3-gw-of-wind-capacity-in-cy2025/

DHS (USA) — 2025 UFLPA Strategy
https://www.dhs.gov/2025-updates-strategy-prevent-importation-goods-mined-produced-or-manufactured-forced-labor-peoples

Commissione europea — European Solar Charter

https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/solar-energy/european-solar-charter_en

US Department of Energy — Trade and Policy Measures in US Solar Manufacturing
https://www.energy.gov/cmei/systems/overview-trade-and-policy-measures-us-solar-manufacturing

Italia Solare su dati GSE/Terna — fotovoltaico Italia, fine 2025
https://assosolare.it/fotovoltaico-italia-dati-gse-2025/

PV Magazine — California: curtailment solare e ruolo delle batterie (2025)
https://www.pv-magazine.com/2025/07/22/california-solar-curtailment-down-12-on-back-of-batteries/

PV Magazine — Curtailment fotovoltaico atteso in Spagna fino al 2027
https://www.pv-magazine.com/2026/03/02/high-pv-curtailment-expected-in-spain-through-2027/

03.18 — L'eolico

Dal vento alla corrente

Il vento nasce da un riscaldamento diseguale. Il Sole scotta l'equatore più dei poli, la terraferma più del mare, il giorno più della notte; dove l'aria si scalda sale, e l'aria più fredda accorre a occuparne il posto. Le differenze di pressione che ne risultano mettono in moto masse d'aria enormi, che la rotazione della Terra piega in correnti planetarie; le coste, le catene montuose e le valli le incanalano e le accelerano. Per questo i siti migliori sono i crinali, i valichi, le coste esposte e il mare aperto, dove l'aria scorre libera.

La potenza che attraversa il disco descritto dalle pale si scrive $P = ½ \rho A v^3$: metà della densità dell'aria, circa 1,225 chilogrammi al metro cubo al livello del mare, per l'area spazzata dal rotore, per il cubo della velocità del vento. Il cubo è il fatto fisico che governa il settore: raddoppia la velocità e la potenza disponibile cresce di otto volte. Un rotore da 150 metri di diametro, con un'area di 17.671 metri quadrati, esposto a un vento di 10 metri al secondo vede passare nella sua finestra circa 10,8 megawatt di potenza. È una potenza enorme, eppure non è ancora elettricità.

La stessa formula mostra due effetti distinti: le torri crescono per intercettare venti in genere più forti e regolari; a parità di velocità, invece, l'aria più densa delle basse quote contiene più potenza di quella in montagna. La scelta del sito è il primo fattore di produzione: la stessa macchina può produrre il doppio in un luogo eccellente rispetto a uno mediocre, e per questo un parco eolico si progetta cominciando da anni di misure del vento, non dal catalogo delle turbine.

Nessuna macchina può trattenere tutta quell'energia: se fermasse l'aria, questa si accumulerebbe davanti al rotore e il flusso si interromperebbe; se la lasciasse passare intatta, non estrarrebbe nulla. Nel 1919 Albert Betz calcolò il compromesso ottimale: al massimo il 59,3% dell'energia del vento è convertibile, qualunque sia la tecnologia. Sul rotore da 150 metri restano quindi circa 6,4 megawatt teorici; una turbina commerciale moderna di quella

classe ne consegna in rete 5 o 6. Il rendimento complessivo dell'intera catena di conversione si colloca infatti attorno al 45–50% dell'energia totale del vento e si avvicina al limite teorico di Betz. La distanza tra i 10,8 megawatt del vento, i 6,4 del limite fisico e i 5–6 della presa elettrica non è un difetto di fabbrica: è la catena di trasformazioni che separa la risorsa dal prodotto.

La macchina che compie questa trasformazione è fatta di pochi elementi. Le pale funzionano come ali: il flusso d'aria crea una differenza di pressione tra i due lati del profilo, una portanza che fa ruotare il rotore. Il mozzo trasmette la rotazione al generatore, direttamente oppure attraverso un moltiplicatore di giri che porta i 5–15 giri al minuto del rotore ai 1.000–1.800 del generatore; il generatore produce corrente alternata e un convertitore elettronico la sincronizza con la rete. In cima alla torre c'è la navicella, che contiene generatore, convertitore e sistemi di controllo; la macchina si orienta contro vento e regola il passo delle pale come un pilota regola le superfici di un aereo.

Ogni turbina ha tre velocità che ne definiscono il carattere. Sotto i 3 metri al secondo circa non produce nulla: l'energia del vento, per la legge del cubo, è irrisoria. Tra i 10 e i 12 metri al secondo raggiunge la potenza di targa e la mantiene piatta fino a circa 25 metri al secondo, scaricando il rotore per non superarla; oltre i 25 si ferma e mette le pale in bandiera, per sicurezza. Una turbina da 5 megawatt produce 5 megawatt solo in quella fascia di vento: per il resto del tempo lavora a carico parziale o è ferma. Da questa semplice osservazione dipendono molti dei numeri che seguono.

Una macchina diventata gigantesca

Le turbine commerciali degli anni Ottanta producevano poche decine di kilowatt, con rotori di 15–30 metri, poco più grandi di un albero urbano. Quarant'anni dopo, le macchine nuove installate a terra erogano tra 3 e 6 megawatt, con pale di 60–90 metri e torri oltre i 100; in mare le nuove arrivano a 8–16 megawatt, con rotori di 220–260 metri. La potenza per macchina è cresciuta di circa tre ordini di grandezza, e la corsa non è finita.

Il riferimento commerciale attuale è la Vestas V236: 15 megawatt, rotore di 236 metri, un'area spazzata di circa 43.700 metri quadrati, quasi sei volte quella di

una macchina da 100 metri di diametro. Le dimensioni contano perché la potenza catturabile cresce con l'area del rotore e perché il vento aumenta con la quota. Un parco di 20 turbine da 15 megawatt fornisce la stessa capacità nominale di uno con 100 macchine da 3: richiede un quinto delle fondazioni e molte meno unità da montare e mantenere. Cavi e strade dipendono invece dalla geometria del sito e non diminuiscono automaticamente nella stessa misura. È la logica industriale delle unità più grandi: meno macchine, ma ciascuna molto più impegnativa.

Serve però disciplina nel linguaggio. Un modello commerciale, ordinabile e prodotto in serie come la V236, non è un prototipo; e un prototipo non è l'annuncio di un produttore né una previsione degli esperti. In Cina sono state provate macchine da oltre 20 megawatt, ma descrivere il limite della sperimentazione come se fosse la flotta reale sarebbe fuorviante. La maggior parte delle turbine operative resta molto più piccola: fabbriche, porti, navi e progetti già autorizzati non cambiano taglia all'improvviso.

La crescita ha un costo, ed è industriale prima che economico. Una pala da 100 metri non si carica su un camion normale e una navicella da 15 megawatt pesa centinaia di tonnellate: servono strade rinforzate, gru speciali, porti dedicati e una flotta di navi da installazione piccola, costosa e contesa. Ogni nuova taglia obbliga a riadattare l'intera filiera — dalla fabbricazione al sollevamento — concentrando le commesse nelle poche strutture capaci di gestirla e creando ritardi che si riflettono sui prezzi. La corsa alla scala ha portato benefici reali, ma ha reso il settore più dipendente da infrastrutture pesanti e da pochi grandi fornitori.

La geografia del vento

A fine 2025 nel mondo c'erano 1.291 gigawatt di turbine secondo IRENA, l'agenzia internazionale per le rinnovabili, e 1.299 secondo il Global Wind Energy Council (GWEC), l'associazione di settore. I due numeri non sono in conflitto: differiscono di circa 8 gigawatt perché contano in modi diversi. IRENA allinea le statistiche nazionali ufficiali; GWEC integra i dati delle imprese. Sono due serie da tenere separate, mai da sommare.

Nell'anno sono stati aggiunti 158,7 gigawatt secondo IRENA e circa 165 secondo GWEC: il record assoluto, con un aumento di circa il 40% rispetto al 2024. Nella serie GWEC, 155,3 gigawatt sono a terra e 9,3 in mare. Per dare la misura del ritmo: a fine 2024 il parco mondiale era di circa 1.130 gigawatt, il che significa che in un solo anno l'eolico mondiale è cresciuto di oltre un decimo. Questa capacità ha prodotto nel 2025 circa 2.700 terawattora secondo le stime di Ember, pari a circa l'8,5% dell'elettricità mondiale: poco meno del fotovoltaico (8,7%) e del nucleare (8,9%). Per la prima volta il fotovoltaico ha superato l'eolico, diventando la seconda fonte rinnovabile per generazione dopo l'idroelettrico e facendo scivolare il vento al terzo posto.

La geografia è dominata da un paese. La Cina a fine 2025 contava circa 640 gigawatt secondo la National Energy Administration, quasi la metà del totale mondiale. Nella serie IRENA, nel solo 2025 ne ha aggiunti 119,4: circa il 75% delle 158,7 installate nel mondo dalla stessa fonte, un record assoluto per un paese in dodici mesi. Gli Stati Uniti seguono a grande distanza, con circa 161 gigawatt secondo il GWEC. L'Unione europea nel suo insieme ha 246 gigawatt e nel 2025 ha prodotto circa 465 terawattora, il 17% circa della propria generazione elettrica, secondo l'associazione di settore WindEurope; il ritmo delle aggiunte, circa 15 gigawatt all'anno, è la metà di quello che l'industria ritiene necessario per gli obiettivi del 2030.

La Germania, il paese europeo con più turbine, ha generato nel 2025 132 terawattora di elettricità pubblica netta, di cui circa 106 a terra e 26,1 in mare, secondo l'istituto Fraunhofer: circa un terzo della generazione pubblica netta tedesca. Il perimetro non è un cavillo: quel terzo riguarda l'elettricità prodotta dalle centrali pubbliche, non l'intero consumo elettrico del paese. L'Irlanda, che con 13.634 gigawattora eolici ha coperto circa un terzo dell'elettricità dell'isola secondo l'associazione Wind Energy Ireland, mostra invece cosa significhi integrare tanto vento in una rete piccola.

Fuori da questi tre blocchi il quadro è vario. L'India è tra i mercati emergenti più dinamici; la Danimarca ricava dal vento una quota dell'elettricità che pochi altri sistemi raggiungono; il Regno Unito ha costruito la maggiore flotta offshore europea. La distribuzione delle macchine segue coste, crinali e corridoi di vento, ma anche domanda, autorizzazioni, reti e politiche industriali. Avere una

buona risorsa non basta: occorrono capitale e infrastrutture per trasformarla in produzione.

Terra e mare

Il vento non soffia ovunque allo stesso modo, e la scelta del terreno cambia tutto: costi, macchine, tempi, impatti. A terra l'eolico è la forma matura: quasi tutta la capacità mondiale, fattori di capacità tipici tra il 20 e il 35%, logistica ordinaria. In mare il vento è più forte e più costante — i fattori di capacità salgono al 40–50% — ma si costruisce in un ambiente ostile: fondazioni, cavi sottomarini, navi specializzate, porti attrezzati, manutenzione raggiungibile solo con il mare buono. La manutenzione offshore si paga in ore di mare: una squadra può attendere giorni una finestra meteo per salire su una turbina, e ogni intervento richiede navi, elicotteri o piattaforme. I porti, poi, non sono semplici basi: servono banchine capaci di sostenere il peso delle macchine e aree di stoccaggio per pale e monopali, e in molti casi la fabbricazione avviene a ridosso dell'acqua proprio per evitare trasporti terrestri impossibili.

A fine 2025 la capacità offshore mondiale era di 92,5 gigawatt, circa il 7% del totale, secondo il GWEC. Applicando alla capacità di fine anno un fattore di capacità ipotetico del 45–50% si ottiene una resa annualizzata di 365–405 terawattora: è un calcolo teorico, non la produzione osservata nel 2025. Dice quanto quell'offshore potrebbe produrre se girasse un anno intero alle condizioni medie di un buon sito marino, ma non è un dato di generazione reale.

Fino a circa 60 metri di fondale le turbine poggiano su strutture fisse: monopali d'acciaio infissi nel fondo, tralicci a giacca su più pali, basi a gravità in calcestruzzo. Oltre i 60–80 metri le fondazioni fisse diventano antieconomiche e si passa alle piattaforme galleggianti, costruite in porto e rimorchiate in sito, ancorate al fondale. È la tecnologia che aprirebbe al vento i mari profondi come il Mediterraneo, ma è ancora dimostrativa: a fine 2025 nel mondo erano operativi soltanto 278 megawatt galleggianti, e nel 2025 non è stata commissionata nessuna nuova capacità, la prima pausa dal 2015. Il caso di riferimento resta Hywind Scotland, 30 megawatt al largo della Scozia, in

funzione dall'ottobre 2017: l'operatore Equinor dichiara per i primi anni un fattore di capacità medio intorno al 54%, tra i più alti mai registrati. Un'eccezione, non la regola: il galleggiante costa ancora molto più del fisso.

L'Italia ha un solo parco offshore operativo, ed è a fondazioni fisse: Beleolico, dentro il porto di Taranto, dieci turbine per 30 megawatt, in funzione dal 2022, con una produzione attesa dichiarata dall'operatore di circa 55–58 gigawattora all'anno. Tutto il resto della discussione italiana sull'offshore riguarda progetti: la mappatura di Legambiente di luglio 2025 conta 93 proposte per circa 74 gigawatt, 88 delle quali galleggianti, quasi tutte in istruttoria autorizzativa. Sono richieste e pipeline, non capacità: non installata, non finanziata, non certa. Una scala pari a circa cinque volte tutta la capacità eolica oggi in funzione nel paese, che però resta lì, sulla carta.

Quanta energia produce davvero

La prima regola è non confondere potenza ed energia. Un gigawatt è un'unità di potenza: la somma delle targhette di tante turbine. Un gigawattora o un terawattora sono unità di energia: la quantità effettivamente prodotta e venduta. Un parco da 100 megawatt che girasse a piena potenza per tutte le 8.760 ore dell'anno produrrebbe 876 gigawattora; nessun parco lo fa, perché il vento non soffia sempre alla velocità nominale. La produzione annua si calcola moltiplicando capacità per 8.760 ore per fattore di capacità: con un fattore del 30%, quei 100 megawatt producono circa 263 gigawattora all'anno.

Il fattore di capacità è il rapporto tra l'energia prodotta e quella ottenibile a piena potenza; le ore equivalenti sono la stessa cosa espressa in ore: 263 gigawattora diviso 100 megawatt fa 2.630 ore, anche se la turbina ha girato più a lungo. La disponibilità tecnica misura invece il tempo in cui la macchina è pronta a produrre, non quanto vento riceve. Una turbina può essere disponibile e lavorare a carico parziale perché il vento è debole: scambiare le due grandezze trasformerebbe la variabilità della risorsa in un guasto inesistente.

A scala mondiale, il fattore di capacità implicito dell'eolico nel 2025 è stato circa il 25–26%: un'elaborazione che divide i circa 2.700 terawattora prodotti per la capacità media dell'anno, intorno a 1.210 gigawatt, per 8.760 ore. Tradotto: un

gigawatt di turbine produce in media 2,2–2,3 terawattora all'anno. Per l'Italia i numeri del 2025 sono 13,6 gigawatt di capacità a fine anno, circa 21,4 terawattora prodotti, il 6,9% del fabbisogno nazionale di 311,3 terawattora, secondo Terna. Dividendo la produzione per la capacità media si ottiene un fattore di capacità di circa il 18,4%: una stima di questo testo, sensibile alla capacità media adottata, che risente della ventosità scarsa dell'anno e dell'età del parco. La potenza eolica italiana vale circa il 9,9% della capacità elettrica nazionale, 137,6 gigawatt lordi efficaci nel 2024, e il 5,5% della capacità eolica dell'Unione europea: due percentuali che misurano cose diverse, il peso nel proprio sistema e il peso nel mercato continentale.

Il confronto tra fonti deve sempre passare da questa conversione. Un gigawatt di eolico a terra, con un fattore di capacità del 30%, produce circa 2,6 terawattora all'anno; un gigawatt nel Mare del Nord, con il 45%, circa 3,9. Serve circa un gigawatt e mezzo a terra per eguagliare un gigawatt in mare: confrontare capacità installate senza questa conversione dice molto poco.

La variabilità è la natura dell'eolico, non un difetto. Il vento cambia di ora in ora, di stagione in stagione e di anno in anno: nel 2025 l'Italia ha prodotto il 3,3% in meno del 2024 pur avendo più turbine, per la minore ventosità. Distribuire le macchine su aree vaste smussa le fluttuazioni, perché è improbabile che il vento manchi contemporaneamente ovunque; ma l'aggregazione geografica non immagazzina energia: servono reti ampie, altre fonti e accumulo. La complementarità aiuta: il vento soffia spesso di notte e d'inverno, quando il sole manca. Quando la produzione supera ciò che la rete può assorbire si interviene per comando: il curtailment è la riduzione comandata della generazione, e non va confuso con l'assenza di vento. In Texas l'analista Modo Energy stima che nel 2025 siano stati ridotti circa 9,8 terawattora di eolico e solare, contro oltre 8 nel 2024; i valori riguardano le due fonti insieme e non sono una statistica del solo eolico. In Irlanda, il 13% dell'energia eolica disponibile è stato oggetto di dispatch-down, cioè curtailment di sistema più vincoli di rete. Un prezzo all'ingrosso negativo segnala eccesso di offerta, ma non equivale di per sé a energia curtailed: le due grandezze vanno tenute distinte.

Costruire, finanziare e mantenere un parco

Un parco eolico è un progetto industriale che vive vent'anni o più, e ogni fase ha tempi e costi propri. La vita di progetto è di 20–25 anni a terra e 25–30 in mare: le fondazioni e i cavi sottomarini si dimensionano per durare più a lungo delle turbine che vi sono montate sopra. Prima si misura il vento: uno o tre anni di anemometri e lidar sul sito, perché la differenza tra un buon sito e uno scarso vale più di ogni ottimizzazione. Poi progettazione e studio d'impatto, poi l'autorizzazione: in Europa servono in genere tra due e cinque anni, fino a sette o più nei casi contestati. In Italia gli iter sono tra i più lunghi, e nel 2025 le nuove istanze di valutazione d'impatto ambientale per le rinnovabili sono crollate del 75,3%, secondo Legambiente. La costruzione di un parco a terra da 50–100 megawatt richiede dodici-ventiquattro mesi: strade, piazzole, fondazioni, gru, turbine, connessione alla rete. Poi l'esercizio, vent'anni o venticinque di progetto, con manutenzione programmata e interventi su moltiplicatori, pale, cavi e convertitori; alla fine si estende la vita, si fa repowering o si smantella. In mare i tempi si allungano: un grande progetto da un gigawatt impiega quattro-sette anni dalla decisione alla piena operatività, perché richiede porti, fabbriche di monopali e pale, navi specializzate e posa di cavi sottomarini.

I costi si misurano in due modi complementari. Il costo totale installato è quanto si spende per costruire, espresso per kilowatt: nel 2024 la media mondiale IRENA era di 1.041 dollari per kilowatt a terra e 2.852 in mare. L'offshore costa circa 2,7 volte l'onshore per unità di potenza, ma produce di più. Applicando la media mondiale, un parco a terra da 100 megawatt costa circa 104 milioni di dollari: è un'elaborazione sulle medie IRENA, non un preventivo per un progetto italiano. Il costo livellato dell'energia (LCOE) è invece il costo per unità prodotta che tiene conto di capitale, manutenzione e produzione attesa lungo la vita dell'impianto: nel 2025 le medie mondiali IRENA erano 0,033 dollari per kilowattora a terra, cioè 33 dollari per megawattora, e 0,078 in mare, cioè 78 dollari per megawattora. Gli anni contano: i costi di costruzione citati sono del 2024, i costi livellati del 2025.

Il LCOE non è però un prezzo. Il prezzo d'asta è quello che una gara assegna a un progetto per il suo megawattora, e può stare sopra o sotto il costo medio secondo il meccanismo e il contesto; il prezzo di mercato è quello che l'energia ottiene vendendosi ora per ora; il valore dell'energia è un'altra cosa ancora, perché quando il vento soffia forte su una rete piena di turbine il prezzo scende. In Texas, nelle ore di curtailment eolico del 2025, il prezzo mediano è stato di circa meno 24 dollari per megawattora: energia abbondante che abbatte il proprio prezzo. Il capitale è il secondo grande fattore: l'eolico ha costi operativi bassi ma quasi tutto il costo è concentrato all'inizio, e il costo del denaro può cambiare il risultato di un progetto più di qualunque componente. I contratti a lungo termine — contratti per differenza o accordi di compravendita diretta — possono stabilizzare i ricavi per molti anni, ridurre il rischio percepito e quindi il costo del capitale. Per questo numerosi grandi parchi vengono finanziati sulla base di ricavi contrattualizzati, mentre un progetto esposto soltanto ai prezzi orari di mercato deve sopportare oscillazioni molto maggiori.

La vita utile apre un'ultima possibilità, il repowering: sostituire le turbine vecchie con macchine più grandi sugli stessi siti. In Italia circa 6 dei 13,5 gigawatt onshore sono ritenuti idonei, con aumenti di potenza fino al 140% a parità di sito; il caso Edison Abruzzo — nove parchi, capacità salita da 114 a 186 megawatt, aerogeneratori ridotti del 73%, produzione annua moltiplicata per 2,5 — è il riferimento citato dalle associazioni di settore. Il repowering cresce senza occupare nuovo suolo, ma è lento: autorizzazioni complesse e opposizioni locali.

Materiali, territorio ed ecosistemi

Una turbina è, per massa, soprattutto acciaio. Il database dei materiali del laboratorio nazionale americano NREL stima per ogni megawatt installato 80–170 tonnellate di macchina — pale, mozzo, navicella e torre, escluse le fondazioni — di cui il 71–79% in acciaio e ghisa. Le fondazioni a terra aggiungono circa 390–405 tonnellate di calcestruzzo per megawatt; il rame, tra generatori, trasformatori e cavi, ammonta a circa 2,9 tonnellate per megawatt a terra e 8 in mare; le pale in composito pesano 11–17 tonnellate per

megawatt. L'eolico è un'industria dell'acciaio e del calcestruzzo prima ancora che dei compositi.

Queste quantità vanno lette lungo l'intera vita, non anno per anno: dividere la massa installata per la produzione di un solo anno aveva prodotto in passato valori fuorvianti. Con la sola turbina a 80–170 tonnellate per megawatt, una vita di 25 anni e un fattore di capacità del 25–35%, ogni terawattora prodotto lungo la vita richiede circa 1.000–3.100 tonnellate di macchina, escluse le fondazioni: è un'elaborazione con ipotesi esplicite, che non va confrontata con le tonnellate di carbone bruciate in un anno, perché materiali strutturali e combustibile consumato sono flussi diversi.

Le terre rare riguardano solo una parte della flotta. I generatori sincroni a magneti permanenti usano magneti al neodimio-ferro-boro; i generatori asincroni a doppia alimentazione e quelli a eccitazione elettrica, no. I valori di circa 200 chilogrammi per megawatt per un sistema ibrido e 600 per una macchina direct-drive, riportati in una valutazione storica del Dipartimento dell'energia americano, sono esempi, non coefficienti universali: la massa reale dipende dall'architettura e dal progetto.

Il bilancio ambientale resta favorevole. Lo studio di analisi del ciclo di vita dell'UNECE del 2022 stima le emissioni dell'eolico a terra intorno a 12,4 grammi di CO_2 equivalente per kilowattora e quelle dell'offshore a 14,2: risultati di uno specifico studio, non costanti naturali, con l'esercizio a emissioni quasi nulle e quasi tutto l'impatto concentrato nella fabbricazione. Il tempo per ripagare l'energia incorporata è dell'ordine di 6–12 mesi. Sul territorio, l'occupazione diretta del suolo — fondazioni, piazzole, strade, cabine — è dell'ordine di 0,3 ettari per megawatt, mentre l'area complessiva del progetto, che tiene conto del distanziamento tra le turbine, arriva a 4–32 ettari per megawatt; gran parte di quell'area resta coltivabile o pascolabile. Il distanziamento, infatti, è generoso: le turbine vanno tenute lontane tra loro, da cinque a dieci diametri di rotore nella direzione del vento dominante, perché le scie di una macchina possono costare a quelle successive una parte della produzione, dell'ordine del 5–15%.

A fine vita il problema sono le pale. L'acciaio e il rame di torri e navicelle seguono da tempo filiere di riciclo consolidate, e circa il 90% della massa di una turbina è riciclabile; ma i compositi termoindurenti delle pale sono difficili da trattare. In Europa si stimano circa 20.000 tonnellate di pale a fine vita nel 2025 e circa 55.000 nel 2030; dal 1º gennaio 2026 l'industria europea si è impegnata volontariamente a non conferirle più in discarica. È un impegno dell'associazione di settore WindEurope, non un divieto dell'Unione europea: la distinzione conta, perché le soluzioni di riciclo dei compositi sono ancora a scala pilota o commerciale iniziale.

La fauna è il capitolo più delicato, e i dati vanno maneggiati con cura. Lo studio pubblicato su PLOS One nel 2023, che ha analizzato 114 monitoraggi negli Stati Uniti — 14.721 giornate di ricerca, 312.510 ricerche, 10.291 carcasse di pipistrelli e 3.789 di uccelli — non fornisce un tasso di mortalità nazionale: sono conteggi di un campione, e il risultato robusto è che le collisioni dipendono fortemente da sito, specie e stagione, con un picco dei pipistrelli tra fine estate e autunno. Non esistono tassi universali per megawatt o per gigawattora trasferibili da un sito all'altro. Sul rumore, la raccomandazione condizionale dell'OMS del 2018 è di mantenere l'esposizione media al rumore eolico sotto i 45 dB Lden: una media ponderata giorno-sera-notte, non un rumore istantaneo misurato a 500 metri. Uno studio sperimentale in doppio cieco del 2023 sull'infrasuono simulato non ha rilevato effetti negli esiti misurati: non è la prova che nessuno possa mai avvertire disturbi. In mare, la costruzione genera rumore subacqueo che può allontanare i mammiferi marini, e i parchi interagiscono con fondali, pesca e rotte di navigazione: gli effetti dipendono da sito, specie e metrica, senza soglie universali.

Il vento e le persone

Dietro ogni turbina ci sono persone. Secondo IRENA e l'Organizzazione internazionale del lavoro, nel 2024 il settore eolico occupava oltre 1,9 milioni di persone nel mondo, su 16,6 milioni complessivi nelle rinnovabili: fabbriche, installazione, logistica, manutenzione. È il secondo comparto rinnovabile per occupazione dopo il fotovoltaico, che conta circa 7,2 milioni. Sono lavori non banali: lavoro in quota, carichi sospesi, impianti ad alta tensione e, in mare,

trasferimenti navali con finestre meteorologiche. Non esiste una statistica globale omogenea sugli infortuni del settore: i rischi vanno descritti per quello che sono, senza inventare tassi.

Il valore economico, quando resta sul territorio, cambia la percezione. I parchi portano affitti per i terreni, imposte locali, occupazione nella manutenzione; la proprietà condivisa fa il passo successivo. Il caso danese di Middelgrunden, al largo di Copenaghen, è il riferimento: 20 turbine per 40 megawatt, finanziate per metà da 8.650 cittadini che raccolsero circa 23 milioni di euro e divennero soci al 50%, mentre l'altra metà apparteneva all'utility municipale. La Danimarca ha codificato quell'esperienza: la legge richiede che almeno il 20% delle quote dei nuovi progetti venga offerto ai residenti, secondo lo stato registrato dall'Agenzia internazionale dell'energia nel 2023. La proprietà condivisa non elimina automaticamente i conflitti, ma cambia il rapporto tra chi ospita l'impianto e il valore che esso produce.

L'opposizione, però, esiste, ed è un fatto sociale con cause concrete: paesaggio, rumore, ombre, valore degli immobili, equità percepita. Il paesaggio è il nodo: una torre di 150 metri è visibile da decine di chilometri, e la sua sagoma non si può nascondere. In Italia i conflitti — dal litorale sardo al largo di Brindisi, passando per molti comuni dell'Appennino — hanno fermato o ritardato progetti interi. Le risposte non sono solo tecniche: distanze, consultazioni, compensazioni, proprietà condivisa, repowering sui siti esistenti. Le comunità che non vedono tornare nulla del valore prodotto vivono l'impianto come un'espropriazione; quelle che ne ricevono una parte lo vivono in modo diverso.

Resta la questione industriale. La risorsa è diffusa — il vento non appartiene a nessuno — ma le macchine per catturarlo sì: la produzione di turbine è concentrata in pochi costruttori europei e cinesi, e l'offshore dipende da porti attrezzati, navi specializzate e fabbriche di componenti. Le dipendenze corrono lungo materiali specifici — rame, magneti permanenti, acciai speciali — e lungo infrastrutture che pochi paesi possono permettersi. Le quote di filiera sono difficili da misurare con precisione e cambiano in fretta; il fatto robusto è qualitativo: chi controlla fabbriche, porti, navi e materiali critici influenza quanto rapidamente e a quali condizioni il resto del mondo potrà usare il vento che riceve.

E qui sta il paradosso che chiude il capitolo. L'energia del vento è diffusa su gran parte del pianeta e non richiede l'acquisto continuo di un combustibile: non si esaurisce con l'uso e non viaggia in navi o condotte. Le macchine, i materiali, le infrastrutture, il capitale e il controllo industriale, invece, sono concentrati in pochi luoghi e in poche mani. La storia dell'eolico è la storia di questa tensione: una risorsa democratica per natura, trasformata in industria da strutture potentemente centralizzate. Chi la risolverà, e come, deciderà chi beneficerà davvero del vento. È una domanda aperta, e le risposte si stanno scrivendo adesso, palo dopo palo.

Fonti

US Department of Energy — How Do Wind Turbines Work
https://www.energy.gov/cmei/systems/how-do-wind-turbines-work

Vestas — V236-15.0 MW
https://www.vestas.com/en/energy-solutions/offshore-wind-turbines/V236-15MW

GWEC — Global Wind Report 2026
https://www.gwec.net/reports/globalwindreport

IRENA — Renewable Capacity Statistics 2026
https://www.irena.org/Publications/2026/Mar/Renewable-capacity-statistics-2026

Ember — Global Electricity Review 2026
https://ember-energy.org/latest-insights/global-electricity-review-2026/

WindEurope — Wind energy in Europe: 2025 Statistics and outlook 2026–2030
https://windeurope.org/intelligence-industry/statistics/

Fraunhofer ISE — German public electricity generation in 2025
https://www.ise.fraunhofer.de/en/press-media/press-releases/2026/german-public-electricity-generation-in-2025-wind-and-solar-power-take-the-lead.html

Wind Energy Ireland — Irish wind farms provided a third of our power in 2025
https://windenergyireland.com/blog/irish-wind-farms-provided-a-third-of-our-power-in-2025

Terna — Nel 2025 fabbisogno elettrico pari a 311,3 TWh
https://www.terna.it/it/media/comunicati-stampa/dettaglio/consumi-elettrici-2025

IRENA — Renewable Power Generation Costs in 2024
https://www.irena.org/Digital-Report/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024

IRENA — Renewable Power Generation Costs in 2025
https://www.irena.org/Publications/2026/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2025

Modo Energy — ERCOT curtailment: solar, wind and batteries (2024–2025)
https://modoenergy.com/research/en/ercot-curtailment-crisis-solar-wind-data-battery-colocated-trends-maps-texas

NREL — Renewable Energy Materials Properties Database (REMPD)
https://apps.openei.org/REMPD/overview/wind

UNECE — Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources (2022)
https://unece.org/sites/default/files/2022-07/LCA_0708_correction.pdf

PLOS One (2023) — Lloyd et al., Seasonal patterns of bird and bat collision fatalities at wind turbines
https://journals.plos.org/plosone/article?id=10.1371/journal.pone.0284778

OMS — Environmental Noise Guidelines for the European Region (2018)
https://www.who.int/publications/i/item/9789289053563

Environmental Health Perspectives (2023) — studio randomizzato in doppio cieco sull'infrasuono delle turbine
https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC10174642/

WindEurope — Wind industry calls for Europe-wide ban on landfilling turbine blades
https://windeurope.org/news/wind-industry-calls-for-europe-wide-ban-on-landfilling-turbine-blades/

IRENA/ILO — Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2025
https://www.irena.org/Publications/2026/Jan/Renewable-energy-and-jobs-Annual-review-2025

IEA — Denmark: community ownership of renewables
https://www.iea.org/policies/17800-denmark-community-ownership-of-renewables

US Department of Energy — Neodymium Magnets Supply Chain Report
https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-12/Neodymium%2520Magnets%2520Supply%2520Chain%2520Report%2520-%2520Final%5B1%5D.pdf

US Department of Energy, WINDExchange — Large Community Wind Handbook
https://www.energy.gov/cmei/systems/windexchange/large-community-wind-handbook

Legambiente — Rinnovabili Italia: il blocco dei progetti (2026)
https://www.lanuovaecologia.it/rinnovabili-italia-blocco-progetti-legambiente-scacco-matto-2026/

Renexia — Beleolico
https://renexia.it/beleolico-progetti/

Equinor — Hywind Scotland
https://www.equinor.com/energy/hywind-scotland

ANEV / Elettricità Futura (Staffettaonline) — Repowering eolico in Italia e caso Edison Abruzzo
https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/35859/Repowering:+21+GW+di+nuove+rinnovabili+in+Italia

03.19 — Energia marina

Il mare non è una centrale elettrica naturale in attesa di essere collegata alla rete. È un sistema fisico enorme nel quale convivono dislivelli di marea, correnti, onde, differenze di temperatura e differenze di salinità. Ognuna di queste forme di energia richiede una macchina diversa, un sito diverso e una diversa relazione con fondali, porti, cavi, navigazione e habitat. Per questo “energia marina” non indica una tecnologia unica, ma un insieme di filiere ancora molto disomogenee.

Il contrasto fra risorsa e produzione reale è già visibile nella scala mondiale. Nel 2024 REN21 stimava circa 513 MW di capacità operativa di ocean power, mentre l'intervallo globale di potenziale modellato da IRENA è di 45.000–130.000 TWh l'anno. I 513 MW indicano potenza nominale installata e operativa, non energia prodotta; l'intervallo IRENA descrive una risorsa e un potenziale, non una generazione raggiungibile a breve. Tra i due numeri si trovano tecnologia, sopravvivenza, costi, manutenzione, autorizzazioni e impatti.

Perché il mare conta

La prima domanda è dunque fisica: quale movimento o gradiente stiamo cercando di trasformare? Le maree alzano e abbassano il livello dell'acqua e generano correnti periodiche. Le correnti marine e di marea trasportano energia cinetica. Le onde trasferiscono energia generata dal vento lungo la superficie. L'energia termica oceanica usa la differenza fra acqua calda superficiale e acqua fredda profonda. I gradienti di salinità sfruttano l'energia libera della miscelazione fra acqua dolce e acqua marina.

La seconda domanda è industriale: il dispositivo riesce a funzionare in mare per un tempo sufficiente? Acqua salata, fatica dei materiali, corrosione, tempeste e accesso difficile rendono la manutenzione parte del progetto. A questi problemi si aggiunge il biofouling, cioè la crescita e l'accumulo di organismi marini, come alghe, molluschi e microrganismi, sulle superfici immerse. Questo strato aumenta il peso e la resistenza all'acqua, può ostruire passaggi e membrane e

rende necessarie pulizie più frequenti. Una macchina può funzionare in laboratorio e fallire economicamente quando deve essere recuperata con una nave, ricollegata a un cavo o protetta da una tempesta. La produzione utile dipende quindi dalla disponibilità, non soltanto dalla potenza di targa.

La terza domanda è territoriale. Un bacino mareomotore modifica un estuario; un array di turbine occupa fondali e rotte; un dispositivo ondoso richiede ormeggi e cavi; una centrale OTEC, che ricava elettricità dalla differenza di temperatura tra l'acqua calda in superficie e quella fredda in profondità, deve pompare grandi quantità d'acqua. Il valore dell'elettricità può essere diverso in una grande rete e su un'isola che oggi importa diesel. Anche i costi e i benefici possono ricadere su soggetti diversi: operatori, pescatori, porti, comunità costiere e utenti dell'energia.

Nel 2024 REN21 stimava solo 1,6 MW di nuova capacità marina aggiunta nel mondo. La cifra non misura tutta l'attività di ricerca, ma mostra la distanza fra interesse tecnico e diffusione commerciale. I grandi sbarramenti storici dominano il parco operativo; le tecnologie emergenti hanno ancora una presenza piccola e frammentata. La domanda utile non è se il mare contenga molta energia, ma in quali luoghi una parte possa diventare elettricità affidabile senza trasferire costi ambientali eccessivi ad altri usi del mare.

Quanta energia c’è nel mare

Le parole risorsa, potenziale e capacità descrivono grandezze diverse. La risorsa teorica è l'energia fisicamente presente secondo un modello generale. Il potenziale tecnico è la quota che una tecnologia potrebbe catturare dopo alcuni vincoli tecnici. Il potenziale economico aggiunge ipotesi su capitale, costi, prezzi e sito. La capacità installata è la somma della potenza nominale dei dispositivi costruiti. La produzione effettiva è l'elettricità realmente generata in un periodo. Confondere questi livelli trasforma un numero di scenario in una promessa.

L'intervallo IRENA di 45.000–130.000 TWh l'anno è globale e modellato. È utile per capire l'ordine di grandezza della risorsa, non per prevedere quanta elettricità sarà prodotta. Un potenziale tecnico può includere aree senza cavi,

porti o autorizzazioni; un potenziale economico può cambiare con il prezzo del capitale e con la maturità della macchina. La letteratura disponibile non consente di calcolare una produzione mondiale aggregata, perché non esiste una serie istituzionale omogenea che sommi sbarramenti, correnti, onde, OTEC e salinità nello stesso perimetro.

Gli Stati Uniti offrono un esempio di come il perimetro cambi il risultato. Il Dipartimento dell'Energia stima per le onde nella zona economica esclusiva una risorsa teorica di 3.300 TWh l'anno e una risorsa tecnica di 1.400 TWh; la voce delle onde entro 10 miglia nautiche, 1.800 teorici e 770 tecnici, è un sottoinsieme della zona economica esclusiva e non si può sommare di nuovo. Per maree, correnti oceaniche e OTEC le stime tecniche sono rispettivamente 220, 49 e 540 TWh l'anno.

La somma delle sole categorie oceaniche tecniche DOE è circa 2.209 TWh l'anno, pari a circa il 53,5% del denominatore elettrico DOE di 4.126,7 TWh. Il totale più ampio pubblicato dal DOE, circa 2.300 TWh e 57%, comprende anche 99 TWh di correnti fluviali. Il fiume non è oceano: la differenza sembra piccola rispetto alla scala complessiva, ma è decisiva se si vuole confrontare correttamente una risorsa nazionale con quella del mare.

Il rapporto fra energia presente e energia consegnata si vede anche nel passaggio dalla potenza al tempo. 1 MW mantenuto per un'ora produce 1 MWh; un dispositivo da 1 MW che lavora solo in parte del tempo produce meno dell'energia teorica annua. Il fattore di capacità è proprio il rapporto fra energia effettiva e quella ottenibile se la potenza nominale funzionasse per tutte le ore dell'anno. Per le fonti marine questo rapporto incorpora marea, onde, fermate protettive, manutenzione e limiti della rete.

Come si estrae energia dal mare

Gli sbarramenti e le lagune mareomotrici sfruttano un dislivello. Uno sbarramento chiude un estuario o una baia; chiuse e turbine lasciano entrare o uscire l'acqua quando il livello del bacino e quello del mare differiscono. La tecnologia può produrre in un verso o in entrambi, ma richiede una geografia rara: grande escursione di marea, bacino adatto e opere in grado di sopportare

forze e sedimenti. Una laguna artificiale può ridurre alcuni conflitti con un estuario naturale, ma non elimina fondazioni, materiali, navigazione e alterazione degli habitat.

Le turbine nelle correnti di marea o marine intercettano energia cinetica senza chiudere necessariamente un bacino. La potenza teorica per area è metà della densità dell'acqua moltiplicata per la velocità al cubo. Con densità marina di 1.025 kg/m³ e velocità di 2,5 m/s, il flusso contiene circa 8,01 kW per metro quadrato. È una densità del flusso, non potenza elettrica: la turbina occupa un'area, estrae una frazione dell'energia e incontra perdite, turbolenza, variazioni di direzione e vincoli ambientali. Se la velocità raddoppia, la potenza teorica cresce di otto volte, ma nessun impianto reale riceve automaticamente quel risultato.

Le onde usano colonne d'acqua oscillanti, assorbitori puntuali, attenuatori articolati, sistemi a tracimazione e scafi o flap galleggianti. Per un esempio di acque profonde con altezza significativa di 2 m e periodo energetico di 8 s, la potenza attraversante è circa 15,7 kW per metro di fronte d'onda. Il valore cresce con il quadrato dell'altezza e linearmente con il periodo. Descrive la risorsa che passa davanti al dispositivo, non i kWh prodotti: cattura, orientamento, ormeggi, fermate e conversione riducono l'uscita.

Le architetture ondose devono risolvere un compromesso severo. Nei mari ordinari devono muoversi abbastanza da catturare energia; nelle tempeste devono ridurre carichi, immergersi o sopravvivere. Un dispositivo robusto può essere meno sensibile alle onde moderate; uno molto sensibile può richiedere protezioni e manutenzione più frequenti. Per questo prototipo, dimostratore, impianto precommerciale e parco commerciale rappresentano fasi industriali profondamente differenti e vanno mantenuti rigorosamente distinti.

OTEC significa conversione dell'energia termica oceanica. Una centrale OTEC produce elettricità sfruttando la differenza di temperatura tra l'acqua calda in superficie e l'acqua fredda prelevata in profondità. Nel ciclo chiuso, l'acqua calda riscalda un fluido che evapora a bassa temperatura. Il vapore fa girare una turbina collegata a un generatore; l'acqua fredda profonda lo raffredda, lo riporta allo stato liquido e il ciclo ricomincia. Nel ciclo aperto, invece, è l'acqua

marina a evaporare grazie alla bassa pressione; quando il vapore viene raffreddato si ottiene anche acqua dolce. Per funzionare serve in genere una differenza di temperatura di circa 20 °C. Poiché questo divario è modesto, occorre far circolare enormi quantità d'acqua: pompe, condotte e scambiatori possono quindi consumare una parte importante dell'elettricità prodotta.

La salinità si può sfruttare con osmosi ritardata in pressione, nella quale l'acqua dolce attraversa una membrana e aumenta la pressione dell'acqua salata, oppure con elettrodialisi inversa. In quest'ultimo sistema, acqua dolce e acqua salata scorrono in canali alternati, separati da membrane selettive. Il sale disciolto è formato da particelle con carica positiva o negativa, chiamate ioni. La differenza di salinità spinge questi ioni dall'acqua più salata verso quella meno salata, ma le membrane lasciano passare alternativamente soltanto le cariche positive o quelle negative. Il movimento ordinato delle cariche genera una corrente all'interno dell'impianto, che viene raccolta dagli elettrodi alle estremità. Il problema è la densità di potenza. Nell'impianto sperimentale olandese REDstack, situato sulla diga Afsluitdijk, la densità netta è passata da 0,25 a circa 0,10 W/m² durante la prova per l'aumento della perdita di pressione e l'accumulo di organismi sulle membrane. Non basta quindi affiancare acqua dolce e acqua salata: membrane, pompe, qualità dell'acqua e pulizia determinano quanta elettricità resta davvero disponibile.

Dove l’energia marina è più promettente

La geografia fisica è necessaria ma non sufficiente. Un sito con correnti forti deve avere fondale, cavi, porto e navi compatibili. Un'onda favorevole deve essere raggiungibile con manutenzione e collegabile a terra. Un'isola può valorizzare una piccola produzione prevedibile più di una grande rete interconnessa, perché il confronto comprende diesel evitato, sicurezza dell'approvvigionamento e costi di trasporto del combustibile.

La Rance, in Francia, è entrata in servizio nel 1966 con 240 MW, 24 turbine da 10 MW e un bacino di circa 22 km². Un valore comparativo dichiarato da K-water è 544 GWh l'anno. Il fattore di capacità calcolato è 25,9%: la potenza media implicita è circa 62,1 MW, non 240 MW continui. La centrale è

prevedibile nel ritmo della marea, ma non continua. Alcune fonti divulgative associano all'impianto una produzione di 600 GWh e un fattore di capacità del 40%, un accostamento matematicamente impossibile per una potenza di 240 MW: a quel fattore di capacità la produzione annua supererebbe gli 840 GWh.

Sihwa, in Corea del Sud, ha 254 MW, 10 turbine da 25,4 MW e una produzione annua indicata di 552,7 GWh. Il fattore di capacità calcolato è circa 24,9%. Il gestore K-water dichiara inoltre un costo di progetto di 355,1 milioni di dollari: è una cifra nominale con perimetro e anno monetario non armonizzati, non un costo livellato dell'elettricità. Sihwa mostra che un bacino può essere riconfigurato per produrre energia, ma non che una barriera sia neutra per acqua, sedimenti, habitat o navigazione.

La Rance documenta un aumento di circa 2,5 m del livello medio nel bacino, una riduzione dell'escursione di marea e depositi nella zona intertidale bassa. Tethys riporta una diversità di 120 specie di uccelli e un adattamento progressivo di flora e fauna. “Adattamento” non significa assenza di trasformazione: il caso è utile proprio perché un estuario può sviluppare un nuovo equilibrio dopo una modifica profonda, mentre gli impatti originari e la perdita di condizioni precedenti restano parte della valutazione.

MeyGen, in Scozia, rappresenta una scala più recente. La fase operativa considerata ha quattro turbine da 1,5 MW, per 6 MW complessivi, e nel 2024 ha prodotto 10 GWh; la produzione cumulativa superava 70 GWh. Il rapporto fra 10 GWh e i 52,56 GWh teorici di 6 MW sempre in funzione è circa 19%, ma non è un fattore di capacità maturo perché la quarta turbina è stata installata a dicembre. MeyGen ha richiesto 11 km di cavi sottomarini e 17 km di cavi a terra.

La distinzione diventa ancora più importante per le espansioni. MeyGen ha una capacità autorizzata di 86 MW e un'area potenziale fino a 398 MW; nessuno dei due valori è capacità operativa. Orbital SR2000 era invece un dimostratore galleggiante da 2 MW, lungo 63 m e pesante circa 500 t. Ha esportato oltre 3 GWh in 12 mesi, ha raggiunto 2,24 MW e ha continuato a generare con onde significative di 3,5 m, ma è stato rimosso nel 2018. Dimostrare funzionamento

e manutenzione non equivale a costruire una centrale commerciale permanente.

Per le onde Mutriku, in Spagna, è un impianto operativo integrato in un frangiflutti: 16 turbine e circa 296 kW installati. REN21 riporta 210 MWh nel 2024, equivalenti a un fattore di capacità calcolato dell'8,1%. Questo non è il rendimento della turbina; incorpora onde, fermate e manutenzione. Pelamis P1 era un prototipo lungo 120 m e con diametro di 3,5 m; il P2 era lungo 180 m, pesava circa 1.350 t e aveva 750 kW. L'azienda entrò in amministrazione nel 2014. Il caso mostra che una macchina può produrre elettricità e non arrivare a una filiera industriale sostenibile.

Okinawa OTEC ha una capacità massima di 100 kW e usa acqua fredda prelevata da circa 600 m; la fonte richiede un gradiente di circa 20 °C. Le stime del 2010 dell'agenzia pubblica giapponese NEDO indicano 5.952 MW di potenziale entro 30 km dalla costa e 173.569 MW senza limite di distanza, ma sono stime storiche, non capacità installata. REDstack, situato nei Paesi Bassi sulla diga Afsluitdijk, è un impianto sperimentale di elettrodialisi inversa progettato per 50 kW: membrane selettive trasformano il passaggio degli ioni tra acqua salata e acqua dolce in corrente elettrica. Il test ha mostrato quanto le incrostazioni biologiche sulle membrane possano ridurne le prestazioni. Sono casi di maturità e limiti, non un catalogo di impianti commerciali.

Quanto costa l’energia marina

Il costo del mare comincia prima del dispositivo. Comprende progettazione, fondazioni o ormeggi, cavi, sottostazioni, nave e porto, installazione, protezione dalla corrosione, manutenzione, assicurazione, fermate, sostituzione e smantellamento. Il costo del capitale conta perché i ricavi arrivano dopo una fase lunga di autorizzazione e costruzione. Per i progetti galleggianti, una manutenzione più facile in porto può richiedere ormeggi e cavi più complessi; per quelli fissati al fondale, la stabilità può richiedere opere pesanti.

Il rapporto DOE–Ocean Energy Systems del 2025 stima il costo medio del kilowattora in base a spesa iniziale, durata dell'impianto, tempo di funzionamento e costi operativi. Per le onde l'intervallo è 0,43–1,05 USD/kWh

secondo il laboratorio nazionale statunitense NREL e 0,38–0,69 USD/kWh secondo IRENA; per le correnti di marea è 0,25–0,57 USD/kWh secondo IRENA e 0,33 USD/kWh in una stima del centro britannico per le tecnologie energetiche offshore ORE Catapult. Sono stime, non prezzi di mercato né costi osservati a La Rance, MeyGen o Mutriku.

Lo stesso rapporto riporta obiettivi futuri per ridurre il costo delle onde a 0,22 USD/kWh nel 2025, 0,17 nel 2030 e 0,07–0,13 nel 2050 in fonti diverse, mentre per la corrente di marea indica obiettivi intorno a 0,11 USD/kWh negli anni 2030. Sono target e scenari, non risultati osservati. Un confronto corretto dovrebbe armonizzare anno monetario, tasso di sconto, fattore di capacità, connessione, vita utile e costi di manutenzione.

La maturità delle correnti di marea è valutata, per alcune configurazioni nel 2024, ai livelli più alti della scala di sviluppo tecnologico, TRL 8–9 su 9, con dispositivi da circa 100 a oltre 2.000 kW. TRL significa Technology Readiness Level: la scala va dai principi osservati ai sistemi provati nell'impiego reale. Questo giudizio non rende commerciale ogni progetto. La maturità misura una tecnologia o una configurazione, mentre il costo dipende dalla ripetizione industriale, dalla disponibilità della flotta di installazione e dalla durata reale in acqua. Per le onde i dati sulla durata e sui costi di esercizio e manutenzione sono più scarsi, e molti prototipi non sono rimasti abbastanza a lungo per validare le ipotesi economiche.

Per OTEC gli studi NEDO citati indicano circa 20 yen/kWh per 10 MW e 10 yen/kWh per 100 MW. Sono proiezioni storiche, non costi osservati di un impianto commerciale. Sihwa offre invece la cifra nominale di 355,1 milioni di dollari dichiarata dal gestore. Queste cifre non sono direttamente confrontabili con le stime del costo dell'elettricità, perché sono state calcolate con criteri diversi e non comprendono le stesse voci di spesa. La prudenza non riduce l'informazione: impedisce di presentare ipotesi diverse come se fossero prezzi confrontabili.

Ambiente, coste e persone

Gli sbarramenti hanno l'impronta fisica più estesa. Cambiano regime delle maree, livelli del bacino, velocità, salinità, sedimentazione ed erosione; possono modificare pesca, navigazione, porti, turismo e paesaggio. La Rance rende osservabile il meccanismo: il livello medio del bacino è aumentato di circa 2,5 m e i sedimenti si sono ridistribuiti. L'adattamento di flora e fauna non cancella il fatto che l'estuario sia stato trasformato. Ogni progetto richiede un confronto con l'uso precedente del luogo, non soltanto con l'elettricità ottenuta.

Turbine, dispositivi ondosi e cavi hanno stressor diversi: collisioni, rumore subacqueo, campi elettromagnetici, alterazione del fondale, impigliamento, spostamento degli animali, modifiche idrodinamiche e effetti cumulativi. Il rapporto OES-Environmental 2024 organizza evidenze e interazioni fra stressor e recettori; non autorizza frequenze universali di collisione o la conclusione che un danno sia inevitabile. Un rischio plausibile va distinto da un impatto osservato, e il risultato di un singolo dispositivo non va trasferito automaticamente a un grande array.

OTEC aggiunge prese e scarichi di grandi volumi d'acqua, trasferimenti di temperatura e nutrienti, rumore, prodotti chimici e interazioni con habitat profondi. L'acqua fredda può servire per raffreddamento o acquacoltura, ma questa funzione non è elettricità e lo scarico deve evitare effetti locali. Per l'elettrodialisi inversa e l'osmosi ritardata in pressione sono importanti qualità dell'acqua, pretrattamento, salinità concentrata, membrane esauste e consumo delle pompe. Il materiale fisico non scompare perché la tecnologia è rinnovabile.

Le persone incontrano il progetto attraverso fondali, rotte, rumore, sicurezza, lavoro e bollette. Un'isola può attribuire valore a una fonte marina perché riduce l'importazione di diesel, ma il beneficio dipende da produzione netta, disponibilità e manutenzione. Un porto può ricevere nuovi lavori e contemporaneamente perdere spazio operativo. I pescatori possono ottenere compensazioni oppure subire limitazioni di accesso. La domanda non è soltanto

quanti posti di lavoro crea il settore, dato non disponibile in modo omogeneo, ma chi decide, chi paga e chi sopporta i rischi.

La partecipazione degli stakeholder è quindi una componente tecnica. Un cavo che attraversa un'area di pesca, un ormeggio in una rotta o un frangiflutti che cambia il paesaggio crea vincoli anche quando la macchina funziona. Gli array commerciali estesi sono ancora pochi: gli impatti cumulativi restano una lacuna non bloccante ma reale. Descrivere l'incertezza è più corretto che chiamare l'impatto nullo o universalmente trascurabile.

Europa e Italia

Le statistiche dell'intera Europa possono includere paesi esterni all'Unione europea. Nel 2024 gli impianti che sfruttano le correnti di marea hanno prodotto 13,4 GWh; dall'inizio delle rilevazioni, 106 GWh. A fine anno erano attivi 12,7 MW dei 32 MW installati nel tempo: gli altri erano stati rimossi o fermati. Per le onde restavano attivi soltanto 830 kW dei 13,5 MW installati. La capacità installata nel corso degli anni non coincide quindi con quella ancora in funzione.

Considerando solo l'Unione europea ed escludendo le grandi centrali a sbarramento, il Blue Economy Report 2025 indicava a fine 2024 2,82 MW attivi: 1,63 MW dalle correnti di marea, 1,12 MW dalle onde e circa 70 kW dalla differenza di salinità. Nel 2024 erano stati installati o testati 770 kW. Ocean Energy Europe include invece paesi e tecnologie diversi, quindi i valori non sono direttamente confrontabili.

La pipeline europea finanziata pubblicamente era di 165 MW nei cinque anni successivi, di cui 152 MW di corrente in 11 parchi precommerciali. Il dato indica progetti futuri e non impianti già costruiti. Gli investimenti privati annunciati dal 2023 erano circa 60 milioni di euro; il supporto pubblico statunitense 2024 era 141 milioni di dollari. Sono annunci e budget con perimetri diversi, non una misura unica della produzione o del capitale già installato.

La strategia europea del 2020 indicava obiettivi di almeno 1 GW di energia oceanica entro il 2030 e 40 GW entro il 2050. Un obiettivo politico non è una

capacità operativa e non garantisce che costi, autorizzazioni e porti siano disponibili. La distanza fra obiettivo, pipeline e impianto osservato è precisamente una delle informazioni che il lettore deve poter vedere.

L'Italia non ha grandi escursioni di marea comparabili con La Rance e non dispone di una serie nazionale ufficiale omogenea di capacità e produzione marina. Il caso più concreto è ISWEC a Pantelleria: un dimostratore ondoso connesso alla rete, da 260 kW di picco, a circa 800 m dalla costa su fondale di 35 m. Lo scafo misura 8×15 m e usa tre linee di ormeggio. Eni non pubblica una serie annua di MWh netti: non è quindi autorizzato inventare una produzione.

PEWEC è un progetto di ricerca in scala 1:25 con un progetto preliminare in scala 1:1 da 525 kW, lungo 15 m, largo 23 m, alto 7,5 m e pesante oltre 1.000 t. È una configurazione progettata, non capacità italiana installata. Lo Stretto di Messina è un'area di ricerca sulle correnti; i 125 GWh l'anno attribuiti a Gemstar non sono utilizzabili perché manca una verifica indipendente di corrente, area, numero di dispositivi e produzione netta. L'Italia può quindi essere descritta attraverso progetti e limiti, non attraverso un totale nazionale costruito per estrapolazione.

Quale ruolo può avere davvero

L'energia marina può avere un ruolo locale e complementare. Le maree sono prevedibili nel calendario, ma non continue; le onde sono distribuite su molte coste, ma espongono le macchine a condizioni molto variabili; le correnti seguono cicli noti, ma rallentano e si invertono; energia termica e salinità richiedono condizioni geografiche specifiche e grandi flussi d'acqua. Non esiste quindi un'unica tecnologia marina adatta a ogni costa.

La prevedibilità non significa dispacciabilità a piacere. La continuità non significa assenza di manutenzione. La potenza nominale non significa produzione. Una pipeline non significa impianto e un prototipo connesso non significa tecnologia commerciale. Sono distinzioni necessarie per non trasformare risorse e programmi di ricerca in elettricità che ancora non esiste.

La composizione del parco mondiale rende visibile questa distanza. La Rance e Sihwa insieme arrivano a 494 MW, circa il 96% dei 513 MW operativi stimati da REN21 nel 2024. Il totale globale dipende dunque quasi interamente da due grandi infrastrutture storiche: non descrive una diffusione uniforme delle tecnologie emergenti.

Onde, correnti, OTEC e gradienti di salinità restano filiere con maturità, costi e requisiti diversi. Sommarle sotto un'unica etichetta nasconde più di quanto spieghi. Il loro contributo più plausibile è territoriale: una soluzione può avere valore in un luogo con poche alternative e risultare poco utile in una rete ampia e ben collegata.

Una risorsa diventa un servizio energetico soltanto se la produzione netta arriva alla rete quando serve, l'impianto può essere installato e mantenuto e il suo valore supera quello delle alternative locali. La valutazione deve quindi partire dal sistema che la tecnologia dovrebbe servire, non dalla sola quantità di energia presente nell'acqua.

In un settore ancora giovane, anche la qualità dei dati è parte del risultato. Capacità operativa, potenza installata nel tempo, produzione annuale, energia cumulativa e campagna di prova non sono grandezze intercambiabili. Conservare anno, area, stato del progetto e perimetro insieme al numero permette di distinguere un risultato osservato da una stima tecnica e una promessa da un impianto costruito.

Lo stesso vale per i costi. Una stima del costo medio dell'elettricità dipende da ipotesi su capitale, durata e disponibilità; il costo dichiarato di un progetto può includere voci differenti; un obiettivo futuro presume risparmi non ancora ottenuti. Cavi, navi, porti, finestre meteorologiche, autorizzazioni, monitoraggio e rimozione fanno parte del sistema anche quando non si vedono nel generatore.

Questa disciplina vale anche per le decisioni pubbliche. Finanziare un dimostratore può costruire competenze, verificare materiali e sviluppare una filiera, ma non dimostra da solo che la tecnologia sia competitiva nella generazione elettrica. Politica industriale e produzione di energia sono obiettivi collegati, non identici.

Il mare non è dunque una riserva uniforme in attesa di essere sfruttata, ma un insieme di risorse locali. Il potenziale teorico può essere enorme e la produzione reale ancora piccola senza contraddizione: il problema non è trovare energia nell'acqua, ma trasformarla in un servizio duraturo, mantenibile e accettabile. La domanda finale non è se il mare possa produrre elettricità, ma dove, con quale dispositivo, per chi, rispetto a quali alternative e a quale costo complessivo.

Fonti

NOAA – Tides and currents: cause and periodicity of tides
https://oceanservice.noaa.gov/education/tutorial_tides/lessons/ups_downs.html

EDF – Usine marémotrice de la Rance: produire de l’électricité
https://www.edf.fr/usine-maremotrice-rance/produire-de-lelectricite

Tethys/PNNL – La Rance Tidal Barrage
https://tethys.pnnl.gov/project-sites/la-rance-tidal-barrage

K-water – Sihwa Tidal Power Plant
https://www.kwater.or.kr/eng/busi/project03Page.do?s_mid=1192

International Hydropower Association – Sihwa Lake tidal power station
https://www.hydropower.org/blog/technology-case-study-sihwa-lake-tidal-power-station

Tethys/PNNL – MeyGen Tidal Energy Project
https://tethys.pnnl.gov/project-sites/meygen-tidal-energy-project

REN21 – Global Status Report 2025: Ocean Power
https://www.ren21.net/gsr-2025/technologies/ocean-power/

EMEC – Orbital Marine Power
https://www.emec.org.uk/about-us/our-tidal-clients/orbital-marine-power/

Ocean Energy Europe – Ocean Energy Stats & Trends 2024
https://www.etipocean.eu/wp-content/uploads/2025/08/Ocean-Energy-Stats-Trends-2024.pdf

U.S. DOE/OES – Marine Energy Cost and Performance report, 2025
https://mhkdr.openei.org/files/660/Marine%20Energy%20Cost%20Performance%20FINAL%20Report_May27.2025%20%28002%29.pdf

Ente Vasco de la Energía – Mutriku wave plant
https://www.eve.eus/en/news/news/the-mutriku-wave-plant-achieves-cumulative-electricity-production-of-three-million-kilowatts-per-hour/

EMEC – Pelamis Wave Power
https://www.emec.org.uk/about-us/wave-clients/pelamis-wave-power/

Okinawa OTEC – OTEC basics and Q&A
http://otecokinawa.com/en/OTEC/index.html

University of Groningen/Wetsus – Reverse electrodialysis pilot study
https://research.rug.nl/en/publications/scaled-up-multistage-reverse-electrodialysis-pilot-study-with-nat/

IRENA – Innovation Outlook: Ocean Energy Technologies, 2020
https://www.irena.org/Publications/2020/Dec/Innovation-Outlook-Ocean-Energy-Technologies

U.S. DOE – Marine Energy Resource Assessment and Characterization
https://www.energy.gov/cmei/water/marine-energy-resource-assessment-and-characterization

Eni – Installazione ISWEC a Pantelleria
https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2023/03/completata-pantelleria-installazione-iswec.html

Politecnico di Torino – MOREnergy Lab: ISWEC
https://morenergylab.polito.it/iswec/

OES-Environmental/PNNL – 2024 State of the Science Report
https://tethys.pnnl.gov/publications/state-of-the-science-2024

Commissione europea – An EU Strategy to harness offshore renewable energy
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX%3A52020DC0741

ENEA – PEWEC: device to generate energy from waves
https://www.media.enea.it/en/press-releases-and-news/years-archive/year-2022/energy-enea-polito-device-to-generate-energy-from-waves-starts-trials.html

Commissione europea – EU Blue Economy Report 2025: marine renewable energy
https://op.europa.eu/webpub/mare/eu-blue-economy-report-2025/blue-economic-sectors/marine-renewable-energy.html

03.20 — Elettricità, reti e interconnessioni

Quando milioni di persone accendono un forno, spengono un televisore, avviano una pompa di calore o collegano un'automobile alla ricarica, la rete elettrica deve assorbire tutte queste variazioni mentre centrali lontane, impianti sui tetti e collegamenti internazionali cambiano a loro volta il proprio contributo. Non esiste un grande magazzino invisibile nel quale l'elettricità rimanga pronta per il momento opportuno. Produzione e consumo devono restare in equilibrio quasi istante per istante, mentre linee, trasformatori e protezioni lavorano entro limiti fisici.

La rete non è quindi un tubo. È una macchina distribuita, composta da generatori, elettrodotti, sottostazioni, sistemi di misura, automazioni e persone che coordinano il funzionamento. Il suo compito non è soltanto trasferire energia da un luogo all'altro, ma consegnare potenza sufficiente, alla tensione corretta e con una frequenza stabile.

La distinzione fra potenza ed energia è il primo passaggio. La potenza indica il ritmo con cui l'elettricità viene prodotta o consumata e si misura in watt, kilowatt, megawatt o gigawatt. L'energia è la quantità accumulata o trasferita nel tempo e si misura in wattora, megawattora o terawattora. Un carico da 1 MW che funziona per un'ora consuma 1 MWh; la domanda italiana di 312,3 TWh nel 2024 e la sua punta di 57,5 GW nello stesso anno descrivono dunque due aspetti diversi: l'energia richiesta nell'intero anno e il massimo ritmo registrato in un'ora.

La fisica del sistema spiega perché la transizione elettrica non richieda soltanto nuovi impianti di generazione. L'Agenzia internazionale dell'energia stima che entro il 2040 il mondo debba aggiungere o rinnovare oltre 80 milioni di chilometri di reti, una lunghezza dello stesso ordine di quella già esistente. Gli investimenti mondiali nelle reti, indicati intorno a 300 miliardi di dollari l'anno nel periodo descritto dall'IEA, dovrebbero superare 600 miliardi l'anno entro il 2030 nello scenario compatibile con gli obiettivi nazionali. Sono fabbisogni e scenari, non spese già effettuate.

Dalla centrale al contatore

L’elettricità compie un percorso fatto di trasformazioni successive. Il generatore produce a una tensione adatta alla propria macchina; un trasformatore elevatore innalza poi la tensione, così che la stessa potenza possa viaggiare con una corrente più bassa. Le perdite resistive crescono con il quadrato della corrente: ridurla significa limitare il calore dissipato nei conduttori. L’alta tensione richiede però isolamento, distanze di sicurezza, apparecchiature e manutenzione più impegnativi. Non è una soluzione gratuita, ma il vantaggio nel trasporto su lunga distanza rende possibile l’intero sistema.

La rete di trasmissione collega grandi centrali, regioni e nodi principali. In Italia utilizza soprattutto livelli di 380 e 220 kilovolt, insieme ad altri livelli di subtrasmissione. Una sottostazione raccoglie linee, interruttori, strumenti di misura, trasformatori, protezioni e sistemi di controllo. Non è soltanto un punto di passaggio: può cambiare il livello di tensione, isolare un guasto, ridistribuire i flussi e mantenere in servizio le parti sane della rete.

Dalla trasmissione si passa alla distribuzione primaria, spesso in media tensione, per raggiungere aree urbane, imprese e quartieri. Le cabine secondarie abbassano ulteriormente la tensione; per gli utenti ordinari il sistema italiano arriva normalmente a 400 volt fra conduttori e 230 volt fra fase e neutro. Le cifre descrivono livelli nominali indicativi, non una sequenza identica in ogni rete. Il contatore registra l’energia consegnata al punto di prelievo, ma non coincide con la rete che la porta fino a quel punto.

Una rete radiale alimenta un ramo da un punto principale. È relativamente semplice, ma un guasto può interrompere tutti gli utenti a valle fino alla riparazione o al trasferimento del carico su un percorso predisposto. Una rete magliata dispone invece di più percorsi e nodi. La ridondanza migliora la sicurezza, ma richiede più interruttori, protezioni e coordinamento. Anche una maglia non elimina le congestioni: quando molti scambi si concentrano nella stessa area, diversi rami possono raggiungere contemporaneamente i propri limiti.

La corrente alternata ad alta tensione, HVAC, è la base delle reti sincrone, nelle quali molti generatori condividono la stessa frequenza. La corrente continua ad alta tensione, HVDC, usa convertitori alle estremità e può essere vantaggiosa per cavi sottomarini, distanze molto lunghe o collegamenti fra reti non sincronizzate. Un collegamento HVDC permette di controllare con precisione la potenza trasferita, ma i convertitori sono costosi e complessi. La scelta dipende da distanza, potenza, tipo di cavo o linea, rete esistente e funzione del collegamento.

La fisica dell'equilibrio

In una rete in corrente alternata la frequenza è il segnale più immediato del rapporto fra produzione e domanda. Nell'area sincrona dell'Europa continentale il valore nominale è 50 hertz. Se una centrale si scollega e la produzione diventa temporaneamente inferiore al consumo, la frequenza tende a diminuire; se l'immissione supera i prelievi, tende ad aumentare. Il sistema deve reagire prima che una variazione locale diventi instabilità diffusa.

Le masse rotanti dei generatori sincronizzati forniscono inerzia: la loro energia cinetica rallenta inizialmente la variazione della frequenza. L'inerzia non è una riserva disponibile per ore. In una rete con più apparati collegati tramite convertitori elettronici, la risposta può essere sostenuta da controlli rapidi degli inverter, compensatori sincroni, riserve, interconnessioni e servizi specifici di stabilità. Non è corretto attribuire automaticamente l'instabilità a una singola tecnologia: il risultato dipende dall'insieme di generatori, controlli, protezioni, riserve e configurazione della rete.

La potenza attiva è quella associata al trasferimento di energia utile. La potenza reattiva è legata ai campi elettrici e magnetici di motori, trasformatori, linee e altri apparecchi. Non è consumo netto di energia come la potenza attiva, ma occupa capacità di linee e trasformatori e influenza la tensione. Per questo una rete può avere sufficiente potenza attiva e incontrare comunque un problema locale di tensione o di potenza reattiva.

Le riserve sono risposte predisposte con tempi diversi. La riserva di contenimento della frequenza, FCR, reagisce automaticamente alle deviazioni

iniziali. Le riserve di ripristino automatico, aFRR, riportano il bilancio verso il valore programmato attraverso segnali automatici. Le riserve manuali o terziarie, mFRR, sostituiscono le risposte più rapide e ricostituiscono margini per gli eventi successivi. Una potenza dichiarata non è una riserva effettiva se non è disponibile nel nodo giusto, nel tempo richiesto e per la durata necessaria.

La stabilità comprende fenomeni diversi. La stabilità di frequenza riguarda l'equilibrio complessivo; quella di tensione riguarda la capacità di mantenere valori accettabili mentre cambiano carichi e flussi reattivi; quella angolare riguarda il sincronismo fra macchine dopo un guasto. Le protezioni devono isolare rapidamente l'elemento danneggiato, evitando di disalimentare una zona più vasta. Il criterio N-1 esprime, in forma semplificata, l'obiettivo di mantenere il sistema sicuro dopo la perdita di una linea o di un trasformatore. Non garantisce però la sopravvivenza a una combinazione di eventi estremi o a un errore comune.

Se le risposte automatiche non bastano, può essere necessario il distacco controllato di alcuni carichi. È una misura di emergenza: interrompe una parte degli utenti secondo priorità per impedire un collasso più esteso. Il ripristino non consiste nel riaccendere tutto nello stesso momento. Il black start è la capacità di avviare un impianto senza alimentazione esterna; il gestore ricostruisce poi isole elettriche, energizza corridoi, sincronizza gruppi e rialimenta i carichi in sequenza.

Quando la rete raggiunge il limite

La quantità di elettricità che una linea può trasportare cambia nel tempo. Se il flusso è troppo elevato, i cavi si scaldano, si allungano e si incurvano verso il basso, rischiando di avvicinarsi troppo al terreno, agli edifici o alla vegetazione. Possono inoltre comparire problemi di tensione o di stabilità della rete. La capacità disponibile in una determinata ora dipende quindi dalla temperatura esterna, dalla manutenzione, dai guasti, dalla direzione dello scambio e dalla necessità di lasciare un margine sufficiente perché la rete continui a funzionare anche se viene meno un componente importante. La capacità nominale è il

massimo previsto dal progetto; quella disponibile tiene conto delle condizioni reali; quella commerciale è la parte che il gestore può assegnare senza compromettere la sicurezza.

La congestione compare quando un flusso desiderato supera un limite, anche se nel sistema esiste generazione sufficiente. Il gestore può cambiare quali impianti producono, modificare la topologia, usare riserve o limitare temporaneamente l'immissione. Il redispatching tecnico non costruisce una nuova linea: sposta la produzione per rispettare i vincoli fisici. Il curtailment è la riduzione di una produzione altrimenti possibile, dovuta a sicurezza, congestione, domanda insufficiente o vincoli di connessione. Non equivale automaticamente alla perdita della risorsa primaria: un impianto può essere limitato per alcune ore e funzionare normalmente nel resto dell'anno.

Anche le perdite devono essere lette nel loro perimetro. Conduttori e trasformatori dissipano energia come calore; la quota dipende da distanza, tensione, struttura della rete, densità dei carichi e condizioni operative. Le statistiche distinguono le perdite di trasmissione e distribuzione secondo perimetri e voci contabili non sempre omogenei. Per trasformare una perdita assoluta in percentuale occorre quindi usare un denominatore coerente e verificare che numeratore e denominatore descrivano lo stesso sistema.

La manutenzione fa parte della capacità

Una rete non è disponibile in modo uniforme durante l'anno. Una linea può essere fuori servizio per manutenzione programmata, un trasformatore può essere indisponibile dopo un guasto e un collegamento può avere margini diversi in estate e in inverno. La temperatura dell'aria modifica il raffreddamento dei conduttori; il vento può aumentare la capacità di alcune linee aeree, mentre il caldo la riduce. Queste variazioni non cambiano il valore nominale inciso nei documenti di progetto, ma cambiano ciò che il gestore può utilizzare senza violare i criteri di sicurezza.

La pianificazione deve considerare anche la sequenza manutenzione più guasto, spesso descritta come condizione N-1-1. Una linea può essere già fuori servizio per lavori quando un secondo evento riduce ulteriormente i margini;

un temporale può nello stesso tempo rallentare l'intervento sul campo. Ridondanza, riserve, protezioni selettive e procedure servono a gestire queste combinazioni, non soltanto il caso normale.

Le protezioni sono dispositivi locali ma hanno conseguenze sistemiche. Un relè rileva corrente, tensione o frequenza anomale e ordina a un interruttore di aprire il circuito. Se interviene troppo lentamente, il guasto può danneggiare apparecchiature o propagarsi; se interviene troppo rapidamente o sulla linea sbagliata, può togliere dal servizio una parte sana della rete. Il coordinamento delle protezioni deve tenere conto delle correnti di corto circuito, dei flussi in entrambe le direzioni e della presenza di inverter e generazione distribuita.

Anche la distribuzione sta cambiando il modo in cui si progettano le protezioni. In una rete tradizionale il flusso principale andava dalla cabina verso l'utente; con molti impianti locali può invertirsi. Un dispositivo dimensionato soltanto per un guasto in una direzione può non riconoscere nello stesso modo un guasto alimentato dal lato opposto. Servono regolazioni, sensori e procedure adeguate, non soltanto cavi di sezione maggiore.

Connessioni, autorizzazioni e tempi

Una richiesta di connessione è l'inizio di un percorso amministrativo e tecnico. Il gestore valuta il punto di immissione, calcola gli interventi necessari, propone un preventivo e stabilisce quali opere debbano essere realizzate dal richiedente o dalla rete. Il preventivo accettato non equivale all'autorizzazione di una linea, così come un'autorizzazione non equivale alla costruzione o al collaudo. Ogni passaggio può richiedere studi, disponibilità di apparecchiature, accordi con proprietari e autorizzazioni ambientali o urbanistiche.

Su scala mondiale, l'IEA censiva almeno 3.000 GW di progetti rinnovabili in attesa di connessione, dei quali 1.500 GW in fasi avanzate. Il dato copriva Paesi che rappresentavano circa metà della capacità eolica e fotovoltaica mondiale e riuniva progetti con maturità diversa: descrive la scala del problema, non 3.000 GW di impianti certi o già costruiti.

Le differenze fra alta tensione e media o bassa tensione dipendono dalla dimensione dell'impianto e dal punto in cui il sistema può assorbire la potenza. Nel 2023, le richieste ricevute da Terna in alta e altissima tensione ammontavano a 442,6 GW, ma 4.693 richieste non rappresentavano 442,6 GW già installati. I 101,3 GW dei preventivi accettati erano uno stadio ulteriore, ma non una produzione disponibile. Il fatto che nessuna richiesta arrivata nello stesso anno fosse stata attivata entro dicembre mostra anche che i tempi tecnici non si comprimono nell'anno solare della domanda.

Nel perimetro dei grandi distributori, le oltre 298.000 connessioni realizzate in media e bassa tensione per poco più di 2,7 GW descrivono invece impianti che hanno raggiunto l'allaccio. Il confronto con le oltre 398.000 richieste e i 38,5 GW richiesti non deve essere letto come una sottrazione per ottenere una coda: le richieste possono riferirsi a impianti di dimensione diversa, avere date precedenti o successive, essere state modificate e seguire procedure con tempi differenti. Il valore dei numeri sta nel mostrare quanto cambi il significato di una potenza a seconda dello stadio amministrativo e fisico.

Una rete continentale

Una rete sincrona riunisce sistemi che condividono la stessa frequenza istantanea e devono rispettare regole comuni di protezione e stabilità. Le interconnessioni permettono di condividere riserve, sfruttare differenze temporanee fra produzione e domanda e sostenere un'area che perda una parte della propria generazione. Aumentano però anche la dipendenza dal coordinamento: un disturbo può propagarsi attraverso più collegamenti e i gestori devono conoscere rapidamente la situazione oltre il proprio confine.

Un flusso fisico è la potenza che attraversa un collegamento. Un'importazione commerciale è una posizione contrattuale o contabile; il saldo annuale è la differenza fra energia importata ed esportata. Le due grandezze non coincidono necessariamente. Le leggi fisiche distribuiscono i flussi su più rami secondo la topologia e le impedenze: l'elettricità può attraversare una rete diversa da quella suggerita dal contratto.

I collegamenti italiani con la Francia rendono visibile la differenza fra capacità e flusso. Le linee precedenti hanno una capacità massima indicata intorno a 3.150 MW; il collegamento Piemonte–Savoia aggiunge 1.200 MW e porta la capacità massima complessiva indicata sul confine francese verso 4.350 MW. Non significa che 4.350 MW siano transitati ogni ora o che quella potenza sia sempre disponibile: manutenzione, sicurezza e condizioni di rete cambiano il margine reale.

Il collegamento sottomarino Italia–Montenegro opera a 600 MW. Un eventuale raddoppio fino a 1.200 MW appartiene alla configurazione complessiva prevista e non va trattato come capacità già disponibile. Dopo il potenziamento, il collegamento Glorenza–Nauders fra Italia e Austria è indicato intorno a 300 MW. I progetti futuri con Svizzera e Slovenia possono modificare il sistema, ma non sono capacità operative da inserire nel bilancio dell'anno corrente.

L'Unione europea ha usato un obiettivo del 15% della capacità di generazione installata come indicatore di interconnessione per il 2030. La soglia descrive un'apertura potenziale, non la sicurezza complessiva: un Paese può raggiungerla e avere comunque congestioni interne, capacità disponibile soltanto in una direzione o poca capacità durante la punta. ENTSO-E coordina gestori, dati e metodologie; ACER e autorità nazionali intervengono sugli aspetti regolatori e di supervisione.

Da poche grandi centrali a milioni di nodi

Il modello tradizionale era prevalentemente unidirezionale: grandi centrali immettevano energia e la rete la portava verso gli utenti. Fotovoltaico sui tetti, piccoli impianti, parchi eolici lontani dai consumi, pompe di calore, veicoli elettrici e comunità energetiche modificano questa geometria. Un trasformatore di distribuzione può ricevere flussi verso l'alto quando molti impianti locali producono più di quanto consumino i carichi vicini.

Produzione distribuita e produzione rinnovabile non sono sinonimi. La prima descrive la posizione e il modo di connessione, non la fonte primaria. Un impianto locale può avere origine diversa; un grande parco rinnovabile può essere collegato alla trasmissione. Anche un prosumer, cioè un utente che

consuma e può produrre, normalmente continua a dipendere dalla rete per continuità e sicurezza.

Il problema può quindi essere locale e temporale. Una zona può avere abbastanza energia nell'arco della giornata, ma una cabina può raggiungere il limite quando molti impianti immettono contemporaneamente. Lo stesso quartiere può avere una punta serale più alta quando molte automobili vengono ricaricate nello stesso momento. La gestione della rete deve osservare nodi e linee, non soltanto il bilancio nazionale annuale.

Il nodo e l'ora

Una potenza nazionale può nascondere problemi locali. Un grande impianto può produrre quando il consumo vicino è basso; una linea può non avere margine per portare quella potenza verso un'altra area; una cabina può raggiungere il limite anche se le linee di trasmissione sono libere. La rete deve quindi essere rappresentata come una mappa di nodi e collegamenti, con limiti diversi e domanda variabile.

La stessa tecnologia può avere effetti opposti in orari diversi. Il fotovoltaico distribuito può ridurre il prelievo diurno di un quartiere, ma aumentare la tensione quando molti impianti producono contemporaneamente e i carichi locali sono bassi. La ricarica notturna dei veicoli può sfruttare una domanda più bassa, ma se viene avviata senza coordinamento può creare una nuova punta. Una pompa di calore può aumentare i consumi nelle ore fredde e, se gestita con accumulo termico, spostare parte del prelievo.

La flessibilità non è quindi una quantità astratta di megawatt. Una riduzione di 100 MW disponibile in pochi secondi vicino a una congestione può avere un valore tecnico diverso dalla stessa riduzione disponibile a centinaia di chilometri. Anche la durata conta: una risposta di dieci minuti può contenere un guasto breve, ma non sostituire una linea che resterà fuori servizio per giorni. Dopo una riduzione, il carico può tornare insieme e generare una seconda punta. I sistemi di gestione devono prevedere anche questo recupero.

Reti intelligenti e domanda flessibile

Un contatore intelligente registra i prelievi secondo modalità definite e comunica con il gestore. È utile per letture, anomalie e servizi, ma non rende da solo intelligente una rete. Servono sensori sulle cabine, interruttori telecomandati, sistemi di gestione della distribuzione, modelli aggiornati, previsioni, automazione e apparati capaci di modificare tensione o flussi. La misura senza un comando disponibile descrive il problema, ma non lo risolve.

E-Distribuzione indicava oltre 34 milioni di Open Meter installati nel proprio perimetro nel 2024. Il numero appartiene a quel gestore e non rappresenta automaticamente tutti i contatori italiani. ARERA censiva 119 imprese di distribuzione a fine 2023; le dieci con oltre 100.000 clienti distribuivano insieme il 98,3% dell'energia prelevata dagli utenti. La presenza di molti operatori rende necessarie interoperabilità, qualità dei dati e standard comuni.

La risposta della domanda modifica il prelievo invece di aumentare la produzione. Un carico industriale può ridurre temporaneamente la potenza; una pompa di calore può spostare il proprio funzionamento; la ricarica può essere coordinata; un aggregatore può combinare molti piccoli carichi. Per la rete conta il nodo in cui la risposta è disponibile, il tempo di attivazione, la durata e l'eventuale recupero successivo. Una riduzione lontana dalla congestione locale non sostituisce una linea.

Comunicazioni e sicurezza

La rete fisica e la rete digitale sono ormai collegate. Misure, comandi, previsioni, registri degli apparati e comunicazioni permettono di localizzare un guasto, isolare una sezione e rialimentare gli utenti da un percorso alternativo. La dipendenza digitale introduce però nuovi requisiti: autenticazione, segmentazione, aggiornamenti, registri degli accessi, ridondanza dei canali e procedure manuali in caso di perdita dei sistemi automatici.

Un rischio informatico può riguardare la disponibilità di un controllo, l'integrità di una misura o la riservatezza dei dati. Non ogni interruzione è un attacco informatico e non ogni contatore comunica nello stesso modo con i sistemi di

rete. La valutazione deve appoggiarsi a indagini ufficiali e distinguere un guasto di telecomunicazione, un errore software, un problema di configurazione e un attacco deliberato. Prepararsi significa poter continuare a operare anche quando una parte degli strumenti digitali non è disponibile.

Reti locali e servizi essenziali

La resilienza non riguarda soltanto la quantità di energia nazionale. Una microrete riunisce carichi, generazione, accumulo e sistemi di controllo collegati alla rete principale; in determinate condizioni può funzionare isolata. Un ospedale, un acquedotto, un campus, un centro di telecomunicazioni o un impianto di trattamento delle acque può così mantenere alimentati i carichi prioritari durante una crisi. Servono però risorse adeguate, protezioni e una gerarchia dei carichi, dimensionate per durate e condizioni specifiche: una microrete non è sinonimo di indipendenza permanente.

Le scorte sono un altro elemento meno visibile. Un grande trasformatore può essere specifico, pesante e difficile da trasportare; la sua sostituzione dipende da produzione, collaudo, strade e gru. Avere componenti di ricambio in posizioni strategiche riduce i tempi di ripristino, ma comporta costi e manutenzione. La resilienza è quindi il risultato di decisioni tecniche, organizzative e territoriali, non soltanto di una linea aggiuntiva.

Quando la rete si divide o si spegne

L’8 gennaio 2021 la rete sincrona dell’Europa continentale si separò in due aree asincrone. Le frequenze si allontanarono e i flussi cambiarono rapidamente. Le riserve, l’interruzione di alcuni consumi industriali e il supporto delle altre aree contribuirono a stabilizzare il sistema; la risincronizzazione avvenne entro circa un’ora e non si verificò un blackout completo dell’Europa. Il rapporto finale di ENTSO-E formulò 22 raccomandazioni. Il caso mostra insieme la vulnerabilità di una rete interconnessa e il valore del coordinamento.

Il gelo del febbraio 2021 in Texas e negli Stati Uniti meridionali descrive un meccanismo diverso. L’indagine congiunta della Federal Energy Regulatory Commission (FERC), il regolatore federale statunitense del settore energetico, e

della North American Electric Reliability Corporation (NERC), responsabile degli standard di affidabilità nordamericani, collegò l'evento al freddo estremo, all'indisponibilità di unità, ai problemi di approvvigionamento del gas, alla preparazione invernale insufficiente e al coordinamento fra sistemi. ERCOT, il gestore del sistema elettrico texano, ordinò circa 20 GW di distacco controllato; il carico distaccato rimase in media intorno a 14 GW per circa 70 ore. Non fu il risultato di una sola tecnologia: produzione, combustibile, rete, protezioni e decisioni operative fallirono in combinazione.

L'affidabilità ordinaria e la resilienza non misurano la stessa cosa. SAIDI indica la durata media annua delle interruzioni per utente; SAIFI indica la loro frequenza, con definizioni che dipendono da soglie, esclusioni e perimetro. L'energia non fornita misura invece una quantità fisica. ARERA indicava per il 2023 circa 185 minuti medi di interruzione per gli utenti in bassa tensione, con circa 115 minuti al Nord, 174 al Centro e 291 al Sud. Lo stesso quadro riportava 4,87 interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente BT e 3,43 attribuite alla responsabilità dei distributori. Questi indicatori non sono direttamente confrontabili con i MWh non forniti della trasmissione.

La resilienza riguarda eventi rari, estesi o combinati: tempeste, incendi, alluvioni, gelo e caldo possono danneggiare linee, trasformatori, strade e telecomunicazioni nello stesso momento. Ridondanza, manutenzione, gestione della vegetazione, sezionamento, scorte di trasformatori e percorsi alternativi riducono i tempi di recupero. L'interramento può limitare l'esposizione a vento e vegetazione, ma può rendere più lenta la localizzazione e la riparazione e avere vulnerabilità proprie nelle aree alluvionabili. Nessuna soluzione elimina ogni rischio.

La rete italiana in numeri

La trasmissione italiana comprende circa 75.905 chilometri di linee e 926 stazioni Terna, mentre la distribuzione raggiunge circa 1,29 milioni di chilometri nel perimetro ARERA del 2023. I due numeri non sono stime concorrenti della stessa infrastruttura: descrivono livelli e funzioni differenti. La trasmissione

collega grandi nodi e aree; la distribuzione porta l'elettricità a milioni di punti di prelievo attraverso reti molto più ramificate.

Nel 2024 le fonti rinnovabili hanno coperto circa il 41,2% della domanda elettrica italiana. È una quota del bilancio annuale: non indica quanta capacità di rete fosse disponibile nei nodi e nelle ore critiche.

L'Italia affronta inoltre congestioni territoriali: la posizione degli impianti, la distanza dai carichi, i flussi fra Nord e Sud, le isole e la crescita delle connessioni possono essere più importanti della quantità totale di linee. Una nuova dorsale può alleviare un corridoio di trasmissione; una cabina o un trasformatore può essere decisivo per un quartiere che aggiunge pompe di calore, fotovoltaico e ricariche.

La trasformazione richiede tempo

La rete europea supera gli 11 milioni di chilometri. Ampliarla e rinnovarla significa realizzare opere fisiche, non soltanto software. Questa trasformazione richiede conduttori, trasformatori, isolatori, strutture, sistemi di protezione, comunicazioni, autorizzazioni e personale. L'IEA indica tempi indicativi fra 5 e 15 anni per pianificare, autorizzare e completare nuove infrastrutture di rete, contro tempi spesso più brevi per costruire nuovi impianti rinnovabili. Se la generazione arriva prima della connessione, una parte della potenza rimane inutilizzabile o deve essere limitata.

La Commissione europea stima circa 584 miliardi di euro di investimenti nelle reti entro il 2030 e richiama il fatto che circa il 40% delle reti di distribuzione europee ha più di 40 anni. L'età non equivale a un guasto imminente: una rete può funzionare e non essere adatta a nuovi flussi bidirezionali o a punte più elevate. In Italia Terna indica 17,7 miliardi di euro di investimenti nel piano industriale 2024–2028 e oltre 23 miliardi nel piano di sviluppo 2025–2034. Sono piani dell'operatore, non consuntivi di opere già realizzate.

La distribuzione richiede investimenti paralleli in cabine, trasformatori, protezioni, automazione e connessioni. Servono anche competenze: ingegneri, tecnici di campo, operatori di sala controllo, specialisti di protezioni, informatici

e personale autorizzativo. Una disponibilità finanziaria senza capacità industriale e amministrativa può trasformarsi in ritardo.

La capacità di generare elettricità e la capacità di consegnarla nel luogo e nel momento necessari sono quindi grandezze diverse. Una rete può avere energia disponibile nel Paese e non poterla trasferire attraverso il corridoio giusto; può ricevere una richiesta di connessione e non avere ancora una linea, una cabina o una protezione pronta; può essere affidabile nell'esercizio ordinario e vulnerabile a un evento estremo. La rete elettrica resta una macchina fisica coordinata: funziona quando produzione, consumo, frequenza, tensione, infrastrutture e decisioni operative rimangono compatibili nello stesso istante.

Fonti

International Energy Agency — Electricity Grids and Secure Energy Transitions, Executive Summary, 2023
https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions/executive-summary

International Energy Agency — Electricity Grids and Secure Energy Transitions, report completo, 2023
https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions

Commissione europea — European Grids, infrastrutture e investimenti, aggiornamenti consultati 2026
https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/european-grids_en

Commissione europea — EU Action Plan for Grids, COM(2023) 757
https://energy.ec.europa.eu/publications/eu-action-plan-grids_en

Commissione europea — Electricity interconnection targets
https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/electricity-interconnection-targets_en

Eurostat — Electricity and heat statistics
https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_and_heat_statistics

Eurostat — Energy balances visualisation
https://ec.europa.eu/eurostat/cache/visualisations/energy-balances/enbal.html

U.S. Department of Energy — Electricity 101
https://www.energy.gov/oe/electricity-101

ENTSO-E — System Operation Guideline
https://www.entsoe.eu/network_codes/sys-ops/

ENTSO-E — Final report on the separation of the Continental Europe power system on 8 January 2021
https://www.entsoe.eu/news/2021/07/15/final-report-on-the-separation-of-the-continental-europe-power-system-on-8-january-2021/

ACER — Continental Europe electricity system separation incident of 8 January 2021
https://www.acer.europa.eu/news/continental-europe-electricity-system-separation-incident-8-january-2021-next-steps

Terna — Factsheet, dati operativi e infrastrutturali
https://www.terna.it/en/about-us/introducing-terna/factsheet

Terna — Annual Report 2024
https://www.terna-reports.it/2024/en

Terna — Electricity consumption increases by 2.2% in 2024
https://www.terna.it/en/media/press-releases/detail/electricity-consumption-2024

Terna — Interconnessione elettrica Italia–Francia
https://www.terna.it/en/projects/projects-common-interest/italy-france-electrical-interconnection

Terna — Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale
https://www.terna.it/en/electric-system/development-plan

ARERA — Relazione annuale 2024
https://www.arera.it/chi-siamo/relazione-annuale/relazione-annuale-2024

ARERA — Documento e dati sulla qualità dei servizi elettrici
https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/24/321-2024-I.pdf

E-Distribuzione — Risultati 2024 nella rete di distribuzione
https://www.e-distribuzione.it/archivio-news/2025/06/investimenti-risultati-rete-2024.html

Federal Energy Regulatory Commission — Final report on February 2021 freeze
https://www.ferc.gov/news-events/news/final-report-february-2021-freeze-underscores-winterization-recommendations

European Union Agency for Cybersecurity — Cybersecurity challenges in the energy sector
https://www.enisa.europa.eu/topics/critical-information-infrastructures-and-services/smart-grids

European Environment Agency — Climate risks and electricity infrastructure
https://www.eea.europa.eu/en/topics/in-depth/climate-change-impacts-risks-and-adaptation

IPCC — Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability
https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg2/

International Energy Agency — Electricity 2025
https://www.iea.org/reports/electricity-2025

03.21 — Mercati elettrici, prezzi e bollette

Un megawattora di elettricità non è una scatola che si può immagazzinare e spedire quando conviene. È energia che deve essere prodotta, trasportata e consumata in un sistema che resta in equilibrio quasi in ogni istante. Di conseguenza il suo valore cambia con il momento e con il luogo: un megawattora disponibile in una notte ventosa può valere pochissimo, lo stesso megawattora in una sera d'inverno, quando la domanda è alta e gli impianti disponibili sono pochi, può valere molte volte di più. Questa differenza è il punto di partenza per capire come funzionano i mercati elettrici e perché la cifra che appare in bolletta non coincide con il prezzo della Borsa elettrica.

Bisogna infatti tenere separate almeno quattro grandezze. Il prezzo della Borsa elettrica è il risultato degli scambi all'ingrosso per una certa ora e una certa zona. Il costo sostenuto dal venditore dipende da come ha comprato l'energia: sul mercato a pronti, con contratti a termine, con accordi di lungo periodo, e da come ha coperto i rischi. Il costo complessivo del sistema aggiunge reti, dispacciamento, meccanismi di capacità e altri servizi necessari a far funzionare tutto. Il prezzo finale pagato dal cliente incorpora infine commercializzazione, imposte e margini. Chi confronta direttamente il prezzo all'ingrosso, espresso in euro per megawattora, con la bolletta, espressa in euro per kilowattora, commette l'errore più comune: paragona un tassello con l'intera catena.

Dal giorno prima al tempo reale

Gran parte dell'energia elettrica italiana viene comprata e venduta prima di essere prodotta, in un mercato chiamato Mercato del Giorno Prima, abbreviato MGP. Produttori e consumatori (o i trader che agiscono per loro conto) presentano offerte di vendita e di acquisto per ciascuna unità di tempo del giorno successivo. Un algoritmo accetta le offerte compatibili con la domanda, con l'offerta e con i limiti di scambio fra le zone; l'esito definisce le quantità programmate e i prezzi zonali per il giorno dopo.

La scala di questi scambi è ampia. Secondo la Relazione annuale 2025 del Gestore dei Mercati Energetici (GME), la richiesta elettrica italiana misurata da

Terna è stata di 311,3 TWh, sostanzialmente stabile rispetto al 2024 (-0,2%). Sul MGP sono stati presentati acquisti per 307,4 TWh e offerte di vendita per 512,4 TWh, ma gli acquisti accettati sono stati 286,2 TWh: le offerte in eccesso servono al mercato per scegliere le più convenienti e non rappresentano energia effettivamente venduta. Di questi volumi, 234,4 TWh sono stati scambiati direttamente in Borsa, il massimo storico e il 3,4% in più dell'anno precedente, mentre circa 52 TWh hanno viaggiato come contratti bilaterali registrati sul MGP. La liquidità complessiva del mercato ha raggiunto circa l'82%, secondo le elaborazioni del GME.

Il prezzo medio di riferimento del 2025, chiamato PUN Index GME, sigla che riprende il tradizionale Prezzo Unico Nazionale, è stato di 115,94 €/MWh, il 6,8% in più del 2024, quando il PUN medio era di 108,52 €/MWh e i volumi scambiati in Borsa erano 226,8 TWh. Il confronto fra i due anni è istruttivo: la domanda fisica è rimasta quasi ferma, i volumi di Borsa sono cresciuti e i prezzi medi sono saliti, soprattutto per il rincaro del gas nella prima parte dell'anno. Prezzo, quantità e domanda non si muovono quindi insieme per forza.

Dal 2025, con l'attuazione del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), i mercati italiani del giorno prima e infragiornaliero lavorano su unità temporali da quindici minuti, e possono essere offerti prodotti da quindici, trenta o sessanta minuti o a blocchi. Secondo il GME i prodotti quartorari sono diventati predominanti dopo l'introduzione. Una granularità più fine avvicina i programmi commerciali ai profili reali di domanda e produzione, che cambiano di continuo.

Il mercato del giorno prima, però, lavora su previsioni. Quando il giorno reale arriva, il vento soffia più o meno del previsto, il sole copre i pannelli, una centrale si ferma o una temperatura diversa cambia i consumi. Per questo esiste il mercato infragiornaliero, nel quale gli operatori modificano le proprie posizioni prima della consegna. Nel 2025 il GME registra 37,2 TWh negoziati direttamente su questo mercato, circa 26 TWh nelle aste e 11 TWh attraverso la piattaforma continua europea XBID (cross-border intraday), contro 35,4 TWh del 2024. Questi volumi non sono consumo aggiuntivo: sono aggiustamenti, e lo stesso operatore può comprare e vendere più volte la stessa posizione.

Infine, quando il sistema reale diverge dai programmi, interviene il dispacciamento. Il gestore della rete di trasmissione, Terna, attiva risorse per aumentare o ridurre immissioni e prelievi, e il costo di questi interventi dipende dalla quantità, dalla localizzazione, dalla rapidità e dalla scarsità delle risorse disponibili. Riserve, regolazione, congestioni e ridispacciamento non vanno letti come una semplice maggiorazione uniforme del prezzo del giorno prima: sono un mercato a sé, che corregge il programma commerciale in tempo reale.

L’ordine di merito e il prezzo marginale

Per capire come si forma il prezzo all’ingrosso occorre guardare all’ordine di merito. In un mercato marginalista, come quello del giorno prima, le offerte di vendita vengono ordinate per prezzo crescente e accettate progressivamente fino a coprire la domanda. L’ultima offerta necessaria, quella marginale, determina il prezzo riconosciuto a tutte le unità accettate nella stessa zona e nello stesso intervallo: è il sistema detto pay-as-cleared, pagato al prezzo di equilibrio.

Un esempio didattico semplificato aiuta a vedere il meccanismo.

Offerta	Quantità (MWh)	Prezzo offerto (€/MWh)
Eolico	20	0
Nucleare	30	15
Gas efficiente	35	80
Gas meno efficiente	20	130

Con una domanda di 75 MWh, l’ultima offerta necessaria è quella da 80 €/MWh, quindi il prezzo di equilibrio è 80 €/MWh. Con una domanda di 95 MWh occorre invece attingere all’offerta da 130 €/MWh e il prezzo sale a 130 €/MWh. È un esempio meccanico, non la riproduzione di tutte le regole di un mercato reale, ma mostra il punto essenziale: il prezzo marginale non è il costo medio di nessun impianto in particolare.

Il prezzo uniforme remunera allo stesso livello anche gli impianti con costo marginale inferiore, come l’eolico e il nucleare dell’esempio. Quel margine fra

prezzo e costo variabile serve a coprire i costi fissi, il capitale, il rischio e i periodi in cui l'impianto non produce. Non dimostra automaticamente un extraprofitto: dipende dal costo medio totale di ogni tecnologia. Viceversa, quando il prezzo spot resta a lungo sotto il costo medio, un impianto può continuare a offrire energia perché il suo costo marginale è basso, ma senza riuscire a recuperare l'investimento.

Nel pay-as-bid, invece, ogni offerta accettata viene pagata al proprio prezzo. Non è detto che produca bollette più basse: gli operatori stimano quale sarà il prezzo di equilibrio e, anche se producono a basso costo, possono offrire vicino a quel valore anziché al proprio costo variabile, con maggior rischio di errore e possibili effetti sulla concorrenza. Per questo i mercati elettrici europei usano prevalentemente il modello marginalista per il giorno prima e soluzioni diverse per i servizi più vicini al tempo reale.

Perché i prezzi salgono e scendono

Il costo marginale delle centrali termoelettriche dipende in larga parte dal combustibile e dal rendimento dell'impianto. Un esempio puramente illustrativo: con gas a 40 €/MWh termico e un rendimento del 55%, il solo combustibile vale circa 73 €/MWh elettrico (40 diviso 0,55), prima ancora della CO_2 e dei costi operativi. Se l'impianto emette 0,36 tonnellate di CO_2 per MWh e la quota costa 70 €/tonnellata, l'anidride carbonica aggiunge circa 25 €/MWh, portando il costo marginale indicativo oltre 98 €/MWh. Sono valori costruiti per spiegare il meccanismo, non una tariffa osservata.

L'eolico, il fotovoltaico e il nucleare hanno in genere costi marginali bassi, ma costi di capitale e profili produttivi molto diversi. Quando aumenta l'offerta a basso costo, l'ordine di merito si sposta e il prezzo nelle ore interessate scende; quando quella produzione manca, il prezzo torna a dipendere dagli impianti più costosi necessari a coprire la domanda. Il prezzo del gas e quello della CO_2 entrano quindi nel prezzo elettrico anche quando l'energia marginale non viene da una centrale a gas: determinano quanto costa l'ultima unità necessaria.

La domanda conta altrettanto. Nel 2025 la Commissione europea stima per i mercati elettrici europei un benchmark medio di 85 €/MWh, il 9% in più del

2024 ma il 14% in meno del 2023; le medie nazionali andavano da 41 €/MWh in Finlandia a 116 €/MWh in Italia. La Commissione collega l'aumento soprattutto al gas più caro nella prima parte dell'anno, mentre la domanda dell'Unione cresceva dell'1% e restava circa il 2% sotto la media 2019–2022. Anche in questo caso il prezzo non racconta da solo la storia: occorre guardare a combustibili, disponibilità degli impianti, importazioni e flessibilità.

Picchi, ore a zero e prezzi negativi

I prezzi molto alti e i prezzi nulli o negativi sono due facce della stessa medaglia. I picchi compaiono quando la domanda è elevata, alcuni impianti sono indisponibili, la produzione variabile è bassa, i combustibili sono cari o le interconnessioni sono sature: l'ultima offerta necessaria costa molto, e il prezzo marginale sale per tutte le ore o le zone interessate. I prezzi nulli o negativi compaiono nella situazione opposta, quando l'offerta poco flessibile o incentivata supera la domanda e le esportazioni o gli accumuli non riescono ad assorbire l'eccesso.

Un produttore può accettare di vendere a prezzo negativo perché spegnere e riavviare un impianto costa, perché alcuni incentivi sono legati alla produzione o perché vincoli tecnici e contrattuali gli rendono più conveniente continuare a immettere. Il segnale economico resta utile: dice che in quel momento e in quel luogo l'energia è sovrabbondante e che servono più flessibilità, più collegamenti o più accumulo.

In Italia i prezzi zonali nulli sono un fenomeno concentrato. Nel 2024 il GME registrava 263 ore a prezzo nullo in Sardegna, contro 12 in Sicilia, 8 nel Sud, 8 in Calabria, 2 nel Centro Sud e 1 nel Centro Nord; nel 2023 la Sardegna ne aveva avute 167. Un prezzo zonale nullo non significa che i clienti abbiano ricevuto energia gratuita: la bolletta comprende altre componenti e i contratti commerciali possono non trasferire affatto il valore spot.

Su scala europea il fenomeno va misurato con attenzione al perimetro. L'agenzia europea per la cooperazione fra regolatori nazionali dell'energia (ACER) contava nel 2023 nell'Unione 7.117 occorrenze orarie area-per-area con prezzo inferiore a 5 €/MWh: non sono 7.117 ore cronologiche uniche

dell'intera Europa, perché il conteggio somma le aree di offerta. Nel 2025, secondo il rapporto trimestrale della Commissione europea, i prezzi negativi sono comparsi in circa il 3% delle ore sui mercati selezionati; il conteggio aggregato ha raggiunto 2.656 occorrenze area-ora nel solo giugno, mentre nel quarto trimestre è sceso a 695 occorrenze, il 55% in meno dello stesso trimestre del 2024. Media annua e massimo orario, ore cronologiche e occorrenze area-ora rispondono a domande diverse e non vanno confusi.

Zone di prezzo e mercato europeo

Quando la rete non riesce a trasportare tutta l'energia più economica da un'area a un'altra, i prezzi si separano: la zona esportatrice tende ad avere un prezzo più basso, quella importatrice un prezzo più alto. Nel 2024 i prezzi zonali medi italiani erano di 107,41 €/MWh al Nord, 109,14 €/MWh al Sud, 112,21 €/MWh in Sicilia e 106,20 €/MWh in Sardegna. La differenza media modesta non esclude divergenze molto più ampie in singole ore, quando un vincolo di rete impedisce ai flussi di raggiungere la zona che ne avrebbe bisogno.

Il market coupling europeo alloca insieme energia e capacità transfrontaliera disponibile: gli algoritmi accoppiano i mercati nazionali e assegnano i flussi dove il valore è maggiore. L'integrazione riduce le differenze di prezzo quando esiste capacità sufficiente, ma non elimina i vincoli fisici. I costi della loro gestione sono misurabili: ACER stimava per il 2023 rendite da congestione alle frontiere dell'Unione per 4,2 miliardi di euro e oltre 12 TWh di energia rinnovabile limitata (curtailment). La rendita da congestione non è il costo sociale completo della congestione, e il curtailment è energia che sarebbe stata producibile ma non è stata consumata.

L'intensità degli scambi di aggiustamento europei dà un'altra misura del sistema: ACER registrava 189 TWh scambiati nel 2023 sul mercato infragiornaliero dell'Unione, con una crescita del 44% sull'anno precedente. Più la produzione variabile pesa sul sistema, più i mercati vicini al tempo reale diventano importanti.

In questo quadro zonale, come si è visto, il PUN Index GME non rappresenta un prezzo fisico di equilibrio unico per l'intera rete, ma un indice nazionale di

acquisto calcolato a partire dagli esiti delle singole zone secondo le regole vigenti. Le importazioni e le esportazioni, la capacità dei collegamenti e la posizione degli impianti entrano nella formazione del prezzo, e questo spiega perché l'integrazione europea renda i prezzi più vicini ma non identici.

Vendere energia non basta: il mercato della capacità

Un mercato che paga soltanto l'energia effettivamente venduta, detto energy-only, remunera i megawattora. Ma il sistema ha bisogno anche di potenza disponibile: impianti che restano fermi per la maggior parte dell'anno possono essere essenziali nelle ore critiche senza riuscire a recuperare i costi fissi con i soli ricavi energetici, soprattutto se esistono tetti ai prezzi o forte incertezza sui ricavi futuri. I meccanismi di capacità rispondono a questo problema: remunerano la disponibilità futura di potenza, non la produzione.

Nel capacity market italiano Terna organizza aste per periodi di consegna futuri. Le risorse selezionate ricevono un premio e assumono obblighi: devono offrire la propria capacità nei mercati e, secondo le regole applicabili, possono dover restituire differenze quando i prezzi superano determinati livelli. Possono partecipare capacità esistente, capacità nuova, capacità estera, sistemi di accumulo e risorse dal lato della domanda.

Un esempio concreto è l'asta madre svolta il 26 e 27 febbraio 2025 per l'anno di consegna 2027. Secondo il rendiconto di Terna sono stati assegnati 38.047 MW di capacità nazionale esistente, 594 MW di capacità nazionale nuova autorizzata e 4.365 MW di capacità estera, per un totale vicino a 43 GW; il premio di valorizzazione è stato di 47.000 €/MW/anno per la capacità nazionale, esistente e nuova, e il costo complessivo dell'asta di 1.847,3 milioni di euro. Sono valori di capacità disponibile in probabilità secondo le regole e i coefficienti applicabili, non energia prodotta: non possono essere convertiti in terawattora senza ipotesi sull'utilizzo effettivo, e il costo riguarda questa asta e questo anno di consegna.

Il dibattito su questi meccanismi è reale e va presentato senza pregiudizi. La capacità può garantire l'adeguatezza del sistema e favorire investimenti in risorse che altrimenti non troverebbero finanziamento; può anche

sovraremunerare impianti esistenti, prolungare la vita di centrali emissive o duplicare segnali che i prezzi di scarsità già trasmettono. La valutazione richiede un confronto con lo standard di adeguatezza scelto e con il costo atteso dell'energia non servita.

Contratti e coperture: oltre il prezzo spot

Il prezzo del giorno prima è il più visibile, ma non coincide con il costo medio sostenuto da chi compra energia. Un venditore può acquistare mesi o anni prima della consegna, usare strumenti a termine, contratti bilaterali o accordi di lungo periodo e lasciare al mercato spot soltanto gli aggiustamenti. La scelta fra questi strumenti cambia il rischio sopportato da ciascuna parte.

Strumento	Che cosa fa	Dove viene usato
Mercato spot	Fissa il prezzo per la consegna vicina (giorno prima o infragiornaliero)	Aggiustamenti e parte del portafoglio
Forward / future	Fissa oggi il prezzo di una consegna futura	Copertura del rischio di prezzo
Contratto bilaterale	Accordo diretto fra due parti fuori dalla Borsa	Clienti grandi, gruppi, trader
PPA	Accordo di lungo periodo fra produttore e acquirente	Nuovi impianti rinnovabili, grandi clienti
Contratto per differenza	Regola finanziariamente lo scarto da un prezzo di riferimento	Sostegno pubblico e coperture

Un forward fissa oggi il prezzo di una consegna futura; un future è la versione standardizzata scambiata su un mercato regolamentato. Un contratto bilaterale è un accordo diretto fra due parti, registrato quando serve ai fini fisici e regolatori. Un PPA, power purchase agreement, è un accordo di lungo periodo fra un produttore e un acquirente: può essere fisico o finanziario e distribuisce in modi diversi il rischio di prezzo, il rischio di volume e quello di profilo produttivo. Un contratto per differenza regola finanziariamente lo scarto fra un prezzo di riferimento e un prezzo contrattuale: nei contratti pubblici bidirezionali il produttore riceve integrazioni quando il prezzo di riferimento è sotto il livello contrattuale e restituisce la differenza quando è sopra.

Per il cliente finale la distinzione arriva nelle offerte commerciali. Un prezzo fisso sposta parte del rischio sul venditore, ma non significa che tutte le componenti della bolletta restino invariate; un prezzo indicizzato trasferisce più rapidamente le variazioni del mercato, con formule, scaglioni e periodicità da verificare nel contratto. La riforma europea del disegno del mercato punta a ridurre l'esposizione di famiglie e imprese alla volatilità di breve periodo favorendo i PPA e sostenendo i nuovi investimenti con contratti per differenza bidirezionali: non elimina il mercato marginalista di breve periodo, che resta necessario per un dispacciamento efficiente.

La dimensione dei mercati a termine europei è leggibile nei dati della Commissione: nel 2025 i contratti baseload forward medi risultavano pari a 85 €/MWh per l'anno successivo, 76 €/MWh a due anni e 71 €/MWh a tre anni, con un premio medio settimanale dell'anno-ahead rispetto allo spot di 16 €/MWh. Sono aggregati di mercati selezionati, non prezzi garantiti disponibili a ogni operatore.

Dal portafoglio del venditore alla bolletta

Il costo di un venditore non si riduce al prezzo dell'energia comprata. Comprende l'energia acquistata secondo il profilo dei clienti, le perdite di rete e le differenze di profilo, le coperture finanziarie e il costo del capitale, gli sbilanciamenti e il dispacciamento, la commercializzazione, la fatturazione, il rischio di insolvenza, le garanzie richieste dalla regolazione e il margine

commerciale. Due venditori che servono lo stesso consumo annuo possono avere costi diversi perché i loro clienti consumano in ore differenti, perché hanno coperto il portafoglio in momenti diversi o perché sopportano costi di acquisizione diversi.

La bolletta italiana raggruppa queste voci in blocchi riconoscibili: la spesa per la materia energia, che comprende approvvigionamento e commercializzazione secondo il contratto o il regime di vendita; la spesa per il trasporto e la gestione del contatore; gli oneri generali di sistema; le imposte e l'IVA; e infine eventuali altre partite come bonus, conguagli o il canone televisivo, che non vanno confuse con il prezzo dell'elettricità.

Voce di spesa	Che cosa copre	Da che cosa dipende
Materia energia	Approvvigionamento e commercializzazione	Contratto o regime di vendita, consumi
Trasporto e gestione del contatore	Uso di reti e misuratori	Quote regolate: fissa, potenza, energia
Oneri generali di sistema	Attività di interesse generale	Componenti definite dall'autorità
Imposte e IVA	Accisa e imposta sul valore aggiunto	Normativa fiscale, categoria di cliente

Le componenti hanno natura diversa. Le quote fisse si pagano per punto di prelievo e periodo, anche senza consumi. La quota potenza dipende dai kilowatt impegnati: come ricorda l'ARERA, si paga in proporzione alla potenza disponibile anche quando l'energia non scorre. La quota energia è moltiplicata per i kilowattora consumati. Alcune componenti sono regolate, uguali per categorie definite dall'autorità; altre sono contrattuali e dipendono dal venditore e dall'offerta scelta.

Un esempio aritmetico, da leggere come costruzione didattica e non come tariffa vigente, mostra quanto pesa la struttura. Un cliente che consuma 2.000 kWh all'anno con un prezzo dell'energia di 0,12 €/kWh sostiene 240 euro per quella sola componente. Se si aggiungono 120 euro di quote fisse e

commerciali, 180 euro per reti e oneri e 70 euro di imposte, la spesa totale sale a 610 euro, pari a circa 0,305 €/kWh effettivi. Un calo del 25% della sola componente energia ridurrebbe la spesa di 60 euro, non del 25% del totale: la bolletta non scende nella stessa proporzione del prezzo dell'energia.

L'ARERA usa nei suoi comunicati un cliente tipo vulnerabile con 2.000 kWh di consumo annuo e 3 kW di potenza impegnata: per questo profilo la spesa annua indicata per il 2025 era di 608,72 euro, contro 498,10 euro nel 2024, con un aumento del 22,2%. Sono valori riferiti a uno specifico profilo e a uno specifico regime di vendita, non la bolletta media di tutte le famiglie italiane.

Famiglie, piccole imprese e grandi consumatori

Dal 1° luglio 2024 i clienti domestici non vulnerabili che non avevano scelto un'offerta del mercato libero sono passati al Servizio a Tutele Graduali (STG), previsto fino al 31 marzo 2027; i clienti vulnerabili possono restare nel servizio di maggior tutela secondo i requisiti vigenti. Il passaggio non ha abolito reti e componenti regolate: cambia il regime di vendita e approvvigionamento, non la struttura del servizio.

I prezzi finali non si confrontano senza metodo. Eurostat, l'ufficio statistico dell'Unione europea, costruisce le sue statistiche su fasce di consumo standardizzate e medie semestrali: per le famiglie la fascia di riferimento è 2.500–5.000 kWh all'anno e il prezzo comprende tasse, oneri e IVA; per i clienti non domestici la fascia è 500–2.000 MWh all'anno e il prezzo esclude l'IVA e le imposte recuperabili. Confrontare il prezzo domestico italiano con il prezzo industriale di un altro Paese senza uniformare fascia, periodo e trattamento fiscale non è metodologicamente valido.

Nel secondo semestre 2025 il prezzo medio per le famiglie dell'Unione era di 0,2896 €/kWh, di cui 0,2059 €/kWh al netto delle imposte; tasse e oneri pesavano per il 28,9% del prezzo complessivo. I valori più alti erano in Irlanda (0,4042 €/kWh) e in Germania (0,3869 €/kWh), i più bassi in Ungheria (0,1082 €/kWh), a Malta (0,1282 €/kWh) e in Bulgaria (0,1355 €/kWh). Per i clienti non domestici la media era di 0,1837 €/kWh, con 0,1511 €/kWh al netto delle

imposte non recuperabili; il massimo era in Irlanda (0,2552 €/kWh), il minimo in Finlandia (0,0748 €/kWh).

La serie storica aiuta a leggere la dinamica recente. Il prezzo domestico europeo, imposte incluse, ha toccato 0,2916 €/kWh nel primo semestre 2024, è sceso a 0,2887 nel secondo semestre 2024 e a 0,2879 nel primo 2025, per risalire leggermente a 0,2896 nel secondo 2025; il prezzo senza imposte è invece sceso da 0,2385 €/kWh nel primo semestre 2023 a 0,2059 €/kWh nel secondo 2025. La divergenza fra le due curve riflette la progressiva rimozione delle misure emergenziali e il peso crescente delle imposte.

Infine, il confronto in standard di potere d'acquisto risponde a una domanda diversa dal prezzo nominale. Nel secondo semestre 2025 i prezzi domestici più alti in PPS erano quelli di Romania (49,52 PPS per 100 kWh), Cechia (38,65) e Polonia (37,15); i più bassi quelli di Malta (14,09), Ungheria (15,10) e Finlandia (18,77). Un prezzo nominale alto può pesare poco su un reddito alto, e viceversa: l'accessibilità relativa non coincide con il costo per l'impresa o con la competitività industriale.

Grandi consumatori, piccole imprese e famiglie vivono il mercato in modi diversi. Le grandi imprese negoziano volumi, profili, garanzie e contratti individuali e possono recuperare l'IVA e parte delle imposte; le piccole e medie imprese hanno un potere negoziale minore e costi commerciali unitari più alti; le famiglie pagano l'IVA piena e sentono di più le quote fisse quando consumano poco. I prezzi statistici medi, inoltre, non sempre catturano i trasferimenti erogati fuori dalla bolletta.

Quando una crisi entra in bolletta

La crisi energetica del 2021–2023 è un caso utile perché mostra la catena completa dei meccanismi. L'aumento del prezzo del gas, la minore disponibilità di alcune centrali e la domanda variabile hanno alzato il costo marginale della produzione e quindi i prezzi all'ingrosso. Contratti e aggiornamenti tariffari hanno trasferito lo shock ai clienti con tempi e intensità diverse; governi e regolatori sono poi intervenuti riducendo imposte e oneri, introducendo bonus, tetti o compensazioni.

Gli strumenti di intervento hanno effetti differenti e vanno distinti. Ridurre IVA e oneri abbassa il prezzo per tutti i consumatori, anche per chi consuma molto. I trasferimenti mirati proteggono i redditi più fragili ma richiedono identificazione amministrativa. I tetti al prezzo finale spostano il costo su bilancio pubblico o sui venditori. I tetti al prezzo all'ingrosso possono alterare gli scambi e gli incentivi agli investimenti. I prelievi sui ricavi inframarginali, cioè sulla quota di ricavi che gli impianti accettati prima di quello marginale ottengono sopra il proprio costo variabile, dipendono da soglie, periodi e costi effettivi degli impianti. Prestiti e garanzie risolvono problemi di liquidità, ma non cancellano il costo economico sottostante.

La quota di tasse e oneri nel prezzo domestico europeo rende visibile questa dinamica: Eurostat la stima scesa al 14,7% nel secondo semestre 2022, nel pieno delle misure di sollievo, e poi risalita al 28,9% nel secondo semestre 2025. È uno dei motivi per cui il prezzo finale non segue meccanicamente la discesa della componente energetica all'ingrosso.

Mercati diversi nel mondo

Non esiste un unico mercato elettrico mondiale. Accanto ai mercati liberalizzati con prezzi zonali o nodali esistono sistemi con un acquirente unico, tariffe amministrate e molte combinazioni ibride. Anche quando due Paesi usano mercati all'ingrosso concorrenziali, il collegamento con il prezzo finale può cambiare per effetto di sussidi, imposte, tassi di cambio, qualità del servizio e modalità di regolazione. Per questo le classifiche mondiali delle bollette, prive di un perimetro uniforme, sono spesso fuorvianti.

L'Unione europea combina market coupling transfrontaliero, prezzi zonali e una regolazione comune crescente. Negli Stati Uniti diversi mercati regionali organizzati da ISO e RTO usano prezzi nodali, mentre i meccanismi di capacità esistono soltanto in alcune aree. Nei sistemi regolati o con acquirente unico, invece, il prezzo pagato dal cliente può essere meno direttamente collegato allo spot: il rischio viene trasferito alla utility, al bilancio pubblico oppure a successivi adeguamenti tariffari.

Il confronto internazionale mostra che prezzo marginale, liberalizzazione e struttura della bolletta non sono universali. I confronti IEA fra prezzi all'ingrosso richiedono cautela sul periodo e sul mercato osservato; nel dettaglio le differenze istituzionali complicano ancora di più la comparazione.

Una catena di prezzi da non confondere

Il percorso completo va dai mercati di breve periodo ai contratti e alle coperture, dai costi di sistema alla vendita al dettaglio, dalla bolletta alla spesa finale. Ogni passaggio aggiunge una funzione e un costo: chi produce offre energia e potenza, chi compra gestisce rischi, chi trasporta e distribuisce fa funzionare la rete, chi vende costruisce un portafoglio e serve il cliente, lo Stato preleva imposte e l'autorità definisce le componenti regolate.

La Borsa descrive il valore all'ingrosso dell'energia in una determinata ora e in una specifica zona; la bolletta rende conto dell'intera catena che la porta fino al cliente. In mezzo ci sono portafogli di acquisto, coperture, dispacciamento, reti, oneri e imposte. Dimenticare questo dislivello significa confondere il costo della materia prima con quello complessivo della sicurezza, del trasporto e della gestione del rischio.

Fonti

GME — Relazione Annuale 2025
https://gme.mercatoelettrico.org/Portals/0/Documents/it-IT/Gme_RelazioneAnnualeWeb_2025.pdf

GME — Relazione Annuale 2024
https://www.mercatoelettrico.org/Portals/0/Documents/it-IT/Gme_RelazioneAnnualeWeb_2024.pdf

Commissione europea — Quarterly Report on European Electricity Markets, Q4 2025
https://energy.ec.europa.eu/document/download/7c85cf00-e194-4145-866e-70b27bb40e98_en?filename=New+Quarterly+Report+on+European+Electricity+Markets+Q4+2025+-+AA.pdf

ACER — Progress of EU electricity wholesale market integration (2024)
https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_2024_MMR_Market_Integration.pdf

Terna — Mercato della capacità: rendiconto degli esiti dell'asta madre 2027
https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/news-operatori/dettaglio/mercato-capacita-rendiconto-esiti-asta-madre-2027

ARERA — Elettricità: Maggior Tutela -7,6% nel IV trimestre 2025 per i clienti vulnerabili
https://www.arera.it/comunicati-stampa/dettaglio/elettricita-maggior-tutela-76-iv-trim-2025-clienti-vulnerabili

ARERA — Come è fatta la bolletta
https://www.arera.it/bolletta/bolletta-dellelettricita/come-e-fatta-la-bolletta

ARERA — Il Servizio a Tutele Graduali
https://www.arera.it/consumatori/il-servizio-a-tutele-graduali

Eurostat — Electricity price statistics
https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics

Eurostat — Dataset nrg_pc_204: prezzi dell'elettricità per le famiglie
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_204/default/table

Eurostat — Dataset nrg_pc_205: prezzi dell'elettricità per i clienti non domestici
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_205/default/table

Commissione europea — Electricity market design
https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/electricity-market-design_en

IEA — Electricity Mid-Year Update 2026
https://www.iea.org/reports/electricity-mid-year-update-2026

03.22 — Batterie e accumulo elettrochimico

Una batteria connessa alla rete è un magazzino, non una sorgente. Non trasforma carbone, vento o sole in elettricità: assorbe energia quando ce n'è in abbondanza, la conserva e la restituisce quando serve, con un conto da pagare per ogni passaggio. Questa differenza apparentemente banale spiega quasi tutto ciò che conta sapere sugli accumuli elettrochimici di grande scala: perché si misurano con due numeri, potenza ed energia; perché non possono sostituire le centrali né le linee; perché il loro valore dipende dal momento e dal luogo; e perché in pochi anni sono diventati una delle tecnologie in più rapida crescita del sistema elettrico mondiale.

Potenza, energia, durata: i due numeri che definiscono un impianto

Ogni impianto di accumulo si descrive con due grandezze distinte. La potenza, misurata in megawatt, indica la rapidità con cui la batteria può caricarsi o scaricarsi. L'energia, misurata in megawattora, indica quanto può immagazzinare. Il rapporto fra le due — energia diviso potenza — dà la durata nominale: un impianto da 100 MW con 400 MWh è un impianto "da quattro ore", perché può erogare 400 MWh prima di scaricarsi se lavora alla massima potenza.

La durata nominale è un rapporto di progetto, non una promessa di comportamento reale. Una batteria definita da quattro ore può scaricarsi in otto ore alla metà della potenza; al contrario, riserve di stato di carica, profondità di scarica, temperatura, indisponibilità e degrado riducono l'energia effettivamente utilizzabile nel tempo. Dire che un impianto ha una certa durata senza specificare queste condizioni significa descrivere la targhetta, non la prestazione.

La distinzione fra capacità installata e capacità operativa vale qui come per le centrali: non tutto ciò che è costruito è in servizio, non tutto ciò che è in servizio è disponibile in ogni ora. E, come per le centrali, non va mai confusa la capacità con la produzione: una batteria che scarica un megawattora non "produce" energia, la restituisce dopo averla assorbita, trattenendone una parte per strada.

Dalla cella al container, dal container alla rete

Un grande accumulo è un assemblaggio gerarchico. La cella è l'unità elettrochimica elementare: una tensione e una capacità nominali che dipendono dalla chimica. Più celle formano un modulo, con collegamenti, sensori e protezioni di base; più moduli formano un rack; più rack, insieme al sistema di raffreddamento, alla rilevazione di fumi e incendi e al sistema di gestione della batteria, formano il container o l'edificio che in gergo è il "sistema".

Il sistema di gestione della batteria (Battery Management System, BMS) è il cervello dell'impianto: supervisiona tensione, corrente e temperatura di ogni cella o modulo, bilancia le differenze di carica, protegge da sovraccarica, sovrascarica, sovracorrente e temperature fuori soglia. L'inverter, o sistema di conversione di potenza, trasforma la corrente continua delle celle nella corrente alternata della rete e viceversa, controllando potenza attiva e reattiva. Un trasformatore adatta la tensione al punto di connessione, e un sistema di gestione dell'energia (Energy Management System, EMS) programma carica e scarica in base agli ordini del gestore di rete e ai prezzi dei mercati.

La sicurezza fisica dell'impianto non sta in un solo componente. Interruttori, fusibili, sezionatori, messa a terra e sistemi di protezione elettrica convivono con la ventilazione, la rilevazione di gas e fumo e i sistemi di soppressione degli incendi. A questi si aggiungono le opere civili: piattaforme, recinzioni, illuminazione e l'alimentazione dei servizi ausiliari. Il costo e la complessità di un accumulo di rete stanno quindi non soltanto nelle celle, ma in tutto ciò che le circonda e le governa.

Le chimiche: il litio-ferro-fosfato comanda la scena

La stragrande maggioranza dei nuovi sistemi di accumulo di rete usa celle agli ioni di litio, e all'interno di questa famiglia domina la chimica litio-ferro-fosfato, abbreviata LFP. Secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), nel 2025 circa il 90% delle nuove installazioni mondiali era LFP; cinque anni prima la quota era inferiore alla metà. Già nel 2023 l'IEA stimava l'LFP all'80% del nuovo stoccaggio. Le ragioni sono note: rispetto alle chimiche con nichel e cobalto, l'LFP costa meno, ha una densità energetica inferiore — un problema minore quando l'impianto sta fermo a terra —, non contiene materiali critici come nichel e cobalto, è meno infiammabile e ha una vita più lunga.

Le chimiche al nichel-manganese-cobalto, NMC, restano importanti soprattutto nei veicoli elettrici, dove la densità energetica conta molto; nell'accumulo stazionario il loro peso relativo è calato proprio a favore dell'LFP. Per i sistemi di rete la NMC è quindi soprattutto un termine di confronto, mentre il suo ruolo nella mobilità risponde a esigenze diverse.

Sodio-ione e batterie a flusso: alternative reali, scale diverse

Dopo l'LFP si stanno facendo strada altre famiglie. Le batterie agli ioni di sodio sostituiscono il litio con il sodio, un elemento abbondante: l'interesse non sta nella materia prima in sé, ma nel fatto che la sua abbondanza può, a certe condizioni, ridurre i costi e la dipendenza dalla filiera del litio. La scala è ancora piccola rispetto all'LFP e le prime installazioni di grande rilevanza sono cinesi. Va però evitato l'errore di dedurre dal costo della materia prima il costo dell'intero sistema: contano densità energetica, durata, rendimento, industrializzazione e tutti i componenti che circondano le celle.

Un esempio è la stazione Baochi, nella provincia cinese dello Yunnan, presentata dall'agenzia statale People's Daily come primo impianto su larga scala ibrido litio-sodio, con 400 MWh di capacità, avviato il 25 maggio 2025 e posto a servizio di oltre trenta impianti eolici e solari della regione. La fonte è stampa statale e non documentazione tecnica del costruttore o del gestore di

rete: il dato va quindi citato con attribuzione, non usato per trarre conclusioni generali sulla tecnologia.

Le batterie a flusso, in particolare quelle redox al vanadio, hanno un'architettura diversa: l'energia è contenuta negli elettroliti in serbatoi, mentre la potenza dipende soprattutto dalla dimensione degli stack. Questa separazione può rendere più naturale aumentare la durata, ma introduce pompe, tubazioni, ingombri e la gestione dell'elettrolita. A Dalian, in Cina, l'operatore Rongke Power indica una prima fase da 100 MW/400 MWh; questa è la sola taglia qui considerata, perché la fonte consultata non documenta con sufficiente precisione lo stato aggiornato del progetto completo.

Orizzonti oltre le poche ore

Per durate molto lunghe — decine o centinaia di ore — si stanno finanziando dimostrazioni di chimiche diverse, ma con uno stato ben preciso: finanziato o in sviluppo, non operativo. La California Energy Commission, attraverso il suo programma per l'accumulo di lunga durata, segue un progetto ferro-aria presso la sottostazione Redwood Valley, riconfigurato nel 2025 a 1,5 MW e 150 MWh, capace fino a 100 ore di scarica e atteso in servizio nel 2027; e il progetto Viejas, un impianto ibrido che integra batterie a flusso al vanadio e batterie con catodo ibrido allo zinco, per un totale di 70 MWh e fino a 10 ore, atteso operativo nel 2026. Nessuno dei due è una prova di prestazioni consuntivate: sono dimostrazioni finanziate, utili per capire che potenza modesta ed energia elevata rispondono a un bisogno diverso da quello dei sistemi LFP da due-quattro ore.

Che cosa fa, concretamente, una batteria per la rete

La stessa batteria può svolgere funzioni diverse a seconda della scala temporale. In pochi secondi può contribuire al contenimento della frequenza, rispondendo automaticamente agli scarti fra produzione e domanda: per questo servizio contano soprattutto potenza e rapidità, mentre l'energia richiesta è piccola. Su scala di minuti o ore può fornire riserve al gestore di rete, partecipare al bilanciamento e al dispacciamento, spostare energia dalle ore a

basso prezzo alle ore a prezzo alto. Nelle ore di punta può ridurre i prelievi; nei sistemi con molto fotovoltaico può assorbire l'eccesso di mezzogiorno e restituirlo la sera; quando una linea o una zona è satura può, entro i limiti del punto di connessione, ridurre il flusso che la congestiona.

C'è però un vincolo che il lettore deve tenere presente: la capacità è una sola. Ogni servizio consuma potenza o energia, e quindi occupa la batteria per quel tempo. Sommare liberamente i ricavi teorici di tutti i servizi possibili, come se la stessa capacità potesse fare tutto contemporaneamente, è un errore: il cosiddetto "impilamento dei ricavi" combina servizi in momenti diversi, non nella stessa ora.

Il cuscinetto delle rinnovabili

L'aumento della durata media dei progetti racconta il ruolo crescente delle batterie nei sistemi con alta quota di solare ed eolico. L'IEA osserva che, mentre la maggior parte dei progetti si colloca ancora intorno alle due ore, una quota crescente viene progettata per quattro ore o più, proprio perché cresce il valore della flessibilità nei sistemi con molto fotovoltaico. Il problema che le batterie aiutano a risolvere è visibile nei periodi soleggiati a bassa domanda, quando si formano eccedenze di produzione: l'ENTSO-E, l'associazione europea dei gestori delle reti di trasmissione, segnalava nell'estate 2025 che in un anno erano stati aggiunti oltre 90 GW di rinnovabili, soprattutto solare, rendendo sempre più necessarie flessibilità come lo stoccaggio, le interconnessioni e la gestione della domanda.

Una batteria riduce il taglio della produzione rinnovabile soltanto se l'energia eccedente può essere caricata e poi scaricata con un valore sufficiente a coprire i costi. Non elimina la necessità di reti: la carica avviene nel punto di connessione, e se la rete è satura il problema resta. L'accumulo sposta energia nel tempo; la rete la sposta nello spazio; le due cose non sono intercambiabili.

Ogni carica ha un prezzo: rendimento e perdite

La fisica dell'accumulo elettrochimico impone perdite a ogni passaggio. Durante la carica una parte dell'energia si dissipa in calore nelle celle e nei conduttori;

durante la conservazione una parte si perde lentamente nel tempo; durante la scarica altre perdite si sommano nell'inverter e nei servizi ausiliari, dal raffreddamento al sistema di gestione. Il rendimento della sola cella è più alto del rendimento dell'intero sistema, misurato da parete a parete, cioè da corrente alternata in ingresso a corrente alternata in uscita: il secondo include inverter, trasformatori, raffreddamento e consumi interni.

Il National Renewable Energy Laboratory (NREL) statunitense, nelle ipotesi del suo modello di costo del 2025, adotta per un sistema LFP utility-scale da quattro ore un rendimento round-trip di sistema dell'85%, comprensivo di raffreddamento e controlli. È un'ipotesi di modellazione autorevole, non un valore universale né una garanzia commerciale. La batteria non restituisce tutto ciò che assorbe, e la differenza è parte del costo reale del servizio.

Il tempo che passa: degrado, garanzie, augmentation

Una batteria non invecchia come una linea elettrica. Il degrado si manifesta come perdita progressiva di capacità e aumento della resistenza interna, e dipende da molti fattori: numero di cicli, calendario, temperatura, profondità di scarica, potenza di carica e scarica, stato di carica medio. Non esiste un numero unico di "cicli di vita" valido per tutte le batterie: una garanzia commerciale tipica limita insieme anni, cicli equivalenti, temperatura e stato di salute minimo garantito, e un valore isolato preso da una scheda tecnica non si trasferisce a un impianto con un profilo operativo diverso.

Per questo conviene distinguere tre orizzonti: la capacità iniziale, la capacità residua se non si interviene, e la capacità contrattuale mantenuta attraverso l'augmentation, cioè l'aggiunta di moduli o celle che compensa il degrado. NREL, nel suo modello, seleziona per un sistema da quattro ore una vita di 15 anni, dichiarandola conservativa perché gli impianti di questa classe sono troppo recenti per offrire una lunga serie storica osservata; assume inoltre circa un ciclo completo al giorno e un costo fisso annuo pari al 4% del costo di capacità espresso in dollari per kW, una quota che include proprio il mantenimento della prestazione nominale. Sono ipotesi tecnico-economiche

coerenti fra loro, non statistiche sul parco mondiale: dire “vita di 15 anni” senza specificare cicli, temperatura e augmentation sarebbe fuorviante.

Quanto costa un sistema completo

I costi si misurano su livelli diversi, e confonderli produce errori grossolani. Il prezzo del pacco batteria è il costo delle sole celle assemblate: l’IEA lo stima passato da circa 1.400 dollari per kWh nel 2010 a meno di 140 dollari per kWh nel 2023, una riduzione di circa il 90%. Ma il pacco è una frazione dell’impianto: il costo completo include cabinet, inverter, bilanciamento di sistema elettrico e strutturale, opere, interconnessione, permessi, spese generali, imprevisti e margini.

Per un sistema LFP utility-scale completo da quattro ore, NREL stima per il 2024 un costo di capitale overnight, cioè il costo di realizzazione dell’impianto senza gli interessi maturati durante la costruzione, di 334 dollari per kWh (in dollari 2024). È una stima bottom-up, non un prezzo di mercato osservato: equivale aritmeticamente a circa 1.336 dollari per kW, ma solo per un sistema da quattro ore. Per il 2025 NREL costruisce tre traiettorie — non tre prezzi osservati — pari a 295, 321 e 350 dollari per kWh rispettivamente negli scenari basso, medio e alto, sempre per il sistema completo da quattro ore e in dollari 2024; lo studio, chiuso fra gennaio e febbraio 2025, non incorpora variazioni tariffarie successive.

La durata deve sempre accompagnare il costo. NREL mostra che, espressi in dollari per kWh, i sistemi più lunghi possono apparire meno costosi perché spalmano i componenti di potenza su più energia; espressi in dollari per kW accade il contrario. Per confrontare due progetti non basta il costo per kWh: servono durata, valuta, anno e perimetro identici.

Esiste infine una metrica che prova a riassumere l’economia di un accumulo lungo tutta la sua vita: il costo livellato dello stoccaggio, noto come LCOS. In forma concettuale, è il valore attuale dei costi sostenuti lungo la vita dell’impianto diviso per il valore attuale dell’energia effettivamente restituita alla rete. Il LCOS dipende dal costo di investimento, dai costi operativi, dal costo dell’energia di carica, dal rendimento, dal degrado, dall’eventuale

augmentation, dalla durata, dal numero di cicli e dal tasso di sconto, e metodologie diverse possono includere voci diverse. Non è un prezzo di mercato e non esiste un LCOS unico "delle batterie": va sempre letto insieme alle ipotesi che lo generano.

Ricavi possibili e un vincolo da ricordare

I ricavi di un accumulo possono venire da più fonti: l'arbitraggio sui mercati all'ingrosso, cioè comprare energia a basso prezzo e venderla a prezzo alto; i mercati dei servizi, dove la batteria offre regolazione e riserve al gestore; i meccanismi di capacità, che in Italia remunerano la disponibilità futura; i contratti a termine e gli accordi diretti con il gestore. La combinazione effettiva dipende però dalla capacità disponibile e dagli obblighi già assunti. Il valore di un accumulo, inoltre, non si misura soltanto con i ricavi di mercato: in certi punti della rete o in certi sistemi isolati una batteria può valere più del suo ricavo diretto, perché riduce il costo di altri interventi. Ma questo "valore sistemico" va dimostrato caso per caso, non aggiunto al bilancio come una voce scontata.

Anche la struttura dei ricavi è una scelta di rischio, non una formula fissa. Un impianto può puntare sui soli prezzi di mercato del momento, accettando la volatilità; può assicurarsi una parte dei ricavi con contratti a termine o con accordi di lungo periodo con un cliente o con il gestore; può combinare una base contrattuale stabile con una quota esposta ai mercati. Nel caso italiano i meccanismi gestiti da Terna — il mercato dei servizi e il meccanismo di capacità — offrono parte delle opportunità, ma la loro disponibilità cambia nel tempo con le regole e con il fabbisogno del sistema. Per questo la redditività di un progetto non si valuta su un anno medio, ma sul profilo completo di vita dell'impianto: durata, degrado, prezzi futuri e regole di mercato sono tutte variabili incerte.

Sicurezza: la fuga termica e il caso Moss Landing

Il rischio specifico delle batterie agli ioni di litio è la fuga termica: una cella che, per un difetto, un danno o un uso scorretto, entra in un riscaldamento

incontrollato che può liberare gas infiammabili e innescare un incendio, con la possibilità che si propaghi alle celle vicine. Il rischio cresce con l'energia immagazzinata e con la densità del contenitore: più grande è l'impianto, più importanti sono la prevenzione e la gestione dell'emergenza.

La prevenzione combina più livelli: monitoraggio continuo di ogni cella da parte del BMS, controllo termico, rilevazione di gas, fumo e calore, ventilazione, sistemi di soppressione, distanziamento e barriere tagliafuoco, piani di emergenza e accesso controllato. Gli standard vanno citati con precisione: UL 9540 riguarda la sicurezza del sistema e delle apparecchiature; UL 9540A è un metodo di prova che valuta la propensione alla fuga termica e la propagazione dell'incendio a livello di cella, modulo, unità e installazione; NFPA 855 disciplina l'installazione dei sistemi stazionari nel contesto nordamericano. Superare una prova non significa rischio zero, e UL 9540A non è, da sola, una certificazione dell'intero impianto.

Il caso più documentato degli ultimi anni è l'incendio scoppiato il 16 gennaio 2025 nell'edificio "Moss Landing 300" dell'impianto di accumulo di Vistra, in California. L'agenzia ambientale statunitense EPA è intervenuta per il monitoraggio dell'aria e ha stipulato con Vistra, nel luglio 2025, un accordo per la rimozione delle batterie danneggiate. Al 24 giugno 2026 risultavano de-energizzati e avviati al riciclo 33.943 moduli di batteria integri, con circa 5.000 moduli rimanenti in aree difficili da raggiungere; la seconda fase dei lavori, con la demolizione delle parti più danneggiate, era prevista proseguire almeno fino all'autunno-inverno 2026. Un singolo incidente non autorizza generalizzazioni su tutta la tecnologia, ma mostra perché la sicurezza sia parte del progetto economico, non un accessorio.

Materiali, filiera e riciclo

Le chimiche usate nell'accumulo hanno impronte di materiali molto diverse. L'LFP usa litio, ferro e fosfato; la NMC aggiunge nichel, manganese e cobalto; le batterie al sodio eliminano il litio; quelle a flusso al vanadio dipendono dal vanadio e dagli elettroliti. La filiera è fortemente concentrata: secondo l'IEA la Cina svolge oltre la metà della lavorazione globale di litio e cobalto e possiede

circa l'85% della capacità mondiale di produzione di celle, mentre Europa, Stati Uniti e Corea hanno ciascuna il 10% o meno di alcuni passaggi della filiera.

A fine vita, il riciclo recupera prima di tutto i metalli. Il Regolamento (UE) 2023/1542 distingue due obiettivi diversi. L'efficienza di riciclo, calcolata sul peso medio delle batterie avviate al processo secondo la metodologia europea, per le batterie al litio deve raggiungere il 65% entro il 31 dicembre 2025 e il 70% entro il 2030 (Allegato XII, Parte B). Il recupero dei singoli materiali, invece, richiede entro il 2027 il recupero del 90% per cobalto, rame, piombo e nichel e del 50% per il litio; entro il 2031 i valori salgono rispettivamente al 95% e all'80% (Allegato XII, Parte C). Sono obiettivi normativi, non risultati già raggiunti da tutti gli impianti.

Per capire la differenza fra le metriche serve un dato del Centro comune di ricerca della Commissione europea (JRC): i tassi di input da riciclo a fine vita, cioè la quota della domanda di materiale coperta da materia seconda post-consumo, erano stimati al 12% per l'alluminio, al 22% per il cobalto, all'8% per il manganese, al 17% per il nichel e a meno dell'1% per il litio; nella stessa pagina compaiono efficienze di processo approssimative del 95% per cobalto e nichel, dell'80% per il rame e del 50% per l'alluminio. Le due serie non si contraddicono: un processo può recuperare bene un materiale dai rifiuti che riceve, mentre il materiale riciclato resta una quota piccola dell'intera domanda. Per l'LFP, infine, l'assenza di nichel e cobalto riduce il valore economico dei metalli recuperabili: gli obblighi normativi, la resa tecnica e la convenienza economica vanno tenuti distinti.

Il mondo: una crescita rapidissima e concentrata

La scala mondiale dell'accumulo a batteria è cambiata in pochi anni. Secondo la IEA, nel 2025 sono stati installati nel mondo 108 GW di nuova capacità di accumulo a batteria, il 40% in più dell'anno precedente, e la capacità complessiva è undici volte quella del 2021. Circa l'80% delle aggiunte del 2025 è utility-scale; il resto è "dietro il contatore", cioè installato da utenti commerciali o residenziali. La Cina da sola pesa per circa il 60% delle aggiunte

mondiali, seguita da Stati Uniti ed Europa, con una crescita che si allarga ad Australia e Medio Oriente.

Il confronto con il 2023 aiuta a misurare la velocità: in quell'anno erano stati aggiunti 42 GW di stoccaggio a batteria nel settore elettrico, più del doppio dell'anno precedente, portando a oltre 85 GW la capacità in uso a fine anno. L'IEA rileva inoltre che gli impieghi energetici, comprendendo soprattutto i veicoli elettrici oltre all'accumulo stazionario, assorbono oltre il 90% della domanda annua mondiale di batterie agli ioni di litio. Questo dato descrive l'intero mercato delle batterie e non la sola rete elettrica. Gli Stati Uniti confermano invece direttamente la crescita dello stoccaggio di rete: l'agenzia EIA riporta 43,6 GW di capacità utility-scale operativa a fine 2025, altri 8,3 GW entrati in esercizio nel primo semestre 2026, per un totale di quasi 52 GW, e piani dichiarati dagli operatori per 54 GW ulteriori nei successivi due anni e mezzo — piani, non capacità costruita.

L'Europa fra crescita e perimetri statistici

Per l'Europa occorre essere precisi sul perimetro. Il dato istituzionale disponibile è quello dell'ENTSO-E, che nell'estate 2025 indicava la capacità di accumulo a batteria raddoppiata a 25 GW in un anno: ma il perimetro è quello dei 36 paesi dei gestori di trasmissione europei, non i soli 27 Stati dell'Unione. Non esiste, al momento, una serie ufficiale UE-27 aggiornata e direttamente comparabile che separi con lo stesso criterio la grande scala dallo stoccaggio dietro il contatore; il dato ENTSO-E va quindi letto entro il suo perimetro, senza colmare il vuoto con stime commerciali non verificate. Sul piano normativo, il Regolamento (UE) 2023/1542 sulle batterie e la riforma del disegno del mercato elettrico riconoscono lo stoccaggio come risorsa del sistema, mentre le politiche di sostegno restano differenziate fra stati.

L'Italia: tanti piccoli sistemi, e la grande scala che arriva

Il quadro italiano va letto con attenzione, perché i totali ufficiali mescolano grandezze diverse. Alla fine del 2025 Terna contava in esercizio 884.404 sistemi

di accumulo elettrochimico, per una potenza nominale complessiva di 7.362 MW e una capacità di 17.920 MWh. Il totale è però dominato, numericamente, da piccoli sistemi domestici e commerciali: non è utilizzabile come misura della capacità utility-scale del paese. Il dato solido per la grande scala è un altro: nel 2025 la potenza degli accumuli è cresciuta di 1.743 MW, dei quali 723 MW — circa il 41,5% — da impianti utility-scale.

Lo stesso comunicato di Terna segnala il rallentamento dei piccoli accumuli domestici per la riduzione degli incentivi fiscali e attribuisce la crescita della grande scala ai contratti del mercato della capacità. I flussi di energia raccontano la stessa storia: nel 2025 i sistemi di accumulo “stand alone” hanno immesso in rete circa 1,5 TWh — una cifra che nelle statistiche Terna compare come “produzione”, ma che non è generazione primaria: è energia prima assorbita e poi restituita. Nei primi sette mesi del 2026 gli accumuli stand-alone hanno immesso 1.325 GWh e assorbito 1.523 GWh, contro 616 e 702 GWh nello stesso periodo del 2025, con aumenti superiori al 115%. La differenza fra energia assorbita e restituita riflette le perdite e le variazioni di stato di carica: la batteria non crea energia, la fa viaggiare nel tempo.

Il MACSE: comprare capacità futura

Il pezzo più nuovo del meccanismo italiano è il MACSE, il meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico gestito da Terna. Nella prima asta, conclusa il 30 settembre 2025 per l’anno di consegna 2028, sono stati assegnati circa 10 GWh di capacità di stoccaggio, corrispondenti a 1.491 MW di potenza e 9.968 MWh di energia su quindici progetti, tutti a ioni di litio, con una durata media di 6,6 ore e un intervallo dichiarato fra 6 e 8,5 ore. Il prezzo medio ponderato di aggiudicazione è stato di 12.959 euro per MWh all’anno, contro un premio di riserva massimo di 37.000 euro per MWh all’anno; Terna stima in circa un miliardo di euro l’investimento associato.

Il MACSE merita di essere spiegato con precisione per quello che è: un’asta che aggiudica una prestazione futura. I 10 GWh assegnati non sono capacità operativa nel 2025, ma capacità che entrerà in servizio dal 2028. La durata media dei progetti, vicina a sette ore, mostra inoltre che la frontiera fra

accumulo “di breve durata” e “di lunga durata” non è un muro tecnico: dipende dal prezzo che il sistema è disposto a pagare per la flessibilità.

Limiti e orizzonti

Resta da dire che cosa le batterie di oggi non sanno fare. Coprono bene servizi da secondi a poche ore; oltre le quattro-otto ore, la quantità di energia necessaria cresce con la durata e cambia l’economia del progetto. Gli accumuli plurigiornalieri e stagionali richiedono quantità di energia molto maggiori e un numero di cicli annui diverso: le chimiche sviluppate per dieci-cento ore esistono, ma i progetti più avanzati sono ancora dimostrazioni finanziate, non capacità commerciale diffusa. Non è corretto concludere che “le batterie non possono farlo”; è corretto dire che convenienza, maturità e scala commerciale sono oggi molto diverse da quelle dei sistemi LFP di breve durata. Il confronto con il pompaggio e con le altre tecnologie appartiene all’approfondimento 03.23, e quello con l’idrogeno al 03.24.

Una batteria, infine, deve essere pianificata insieme a generazione, reti e interconnessioni. Poiché degrada e ha una durata limitata, la capacità contrattualizzata oggi non è una garanzia di capacità operativa fra dieci o quindici anni senza reinvestimenti: augmentation e sostituzione sono parte del piano economico, non un dettaglio. L’accumulo elettrochimico è uno strumento potente del sistema elettrico moderno, il cui valore dipende dal servizio offerto, dalle condizioni di mercato e dalla capacità mantenuta nel tempo.

Fonti

IEA — Global Energy Review 2026: Technology – Battery storage (consultato il 5 settembre 2026)

https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2026/technology-battery-storage

IEA — Batteries and Secure Energy Transitions, Executive Summary (2024)

https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions/executive-summary

NREL — Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2025 Update, NREL/TP-6A40-93281

https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/93281.pdf

Terna — Nel 2025 fabbisogno elettrico pari a 311,3 TWh (comunicato, 21 gennaio 2026)

https://download.terna.it/terna/Terna_consumi_elettrici_2025_8de58da3b105b00.pdf

Terna — Rapporto mensile sul sistema elettrico, luglio 2026 (flussi accumuli stand-alone)

https://download.terna.it/terna/Rapporto_mensile_luglio_26_8def930ccf0dd1b.pdf

Terna — Conclusa la prima asta MACSE: assegnati 10 GWh di capacità di accumulo di energia (30 settembre 2025)

https://www.terna.it/it/media/comunicati-stampa/dettaglio/conclusa-prima-asta-macse

ENTSO-E — 2025 Summer Outlook Report (28 maggio 2025)

https://www.entsoe.eu/news/2025/05/28/entso-e-releases-2025-summer-outlook-report/

US EIA — Battery storage capacity averaged 70% growth over the last three years, Today in Energy (7 agosto 2026)

https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=67925

US EPA — Moss Landing Vistra Battery Fire Response: Response Timeline (consultato il 5 settembre 2026)

https://www.epa.gov/ca/moss-landing-vistra-battery-fire-updates

UL Solutions — Large-Scale Fire Testing and UL 9540A

https://www.ul.com/services/large-scale-fire-testing-and-ul-9540a

UL Solutions — Installation Codes and Requirements for Energy Storage Systems (ESS): FAQs

https://www.ul.com/resources/installation-codes-and-requirements-energy-storage-systems-ess-faqs

EUR-Lex — Regolamento (UE) 2023/1542, articolo 71 e Allegato XII, parti B e C

https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/1542/oj

JRC — Supply chain analysis and material demand forecast in strategic technologies and sectors in the EU, JRC134499

https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC134499/JRC134499_01.pdf

California Energy Commission — Long Duration Energy Storage Program (progetti Redwood Valley e Viejas)

https://www.energy.ca.gov/programs-and-topics/programs/long-duration-energy-storage-program

People’s Daily — Baochi lithium-sodium hybrid storage station (26 maggio 2025; fonte secondaria statale)

https://en.people.cn/n3/2025/0526/c90000-20319475.html

Rongke Power — pagina progetti, impianto di Dalian (fonte aziendale)

https://rkpstorage.com/projects/

03.23 — Accumulo oltre batterie

Quando l’energia deve aspettare

Una rete elettrica deve mantenere in equilibrio produzione e consumo quasi istante per istante. Se una turbina rallenta, se una linea si disconnette o se una nuvola riduce rapidamente la produzione fotovoltaica, il sistema deve reagire prima che una nuova unità possa aumentare la produzione. In altri momenti il problema è opposto: c’è più elettricità disponibile di quanta ne serva, magari perché soffia molto vento durante una notte di bassa domanda.

L’accumulo serve a spostare energia nel tempo. Non è una fonte: assorbe energia, la conserva in una forma diversa e la restituisce con perdite. Ma non tutti gli spostamenti sono uguali. Un sistema che deve reagire in millisecondi alla frequenza della rete non ha bisogno della stessa capacità di un impianto che deve coprire il picco serale per sei ore, né di un serbatoio che conserva calore per l’inverno.

La prima distinzione è tra potenza ed energia. La potenza, espressa in watt, megawatt o gigawatt, indica quanto rapidamente un impianto può caricare o scaricare. La capacità energetica, espressa in kilowattora, megawattora o gigawattora, indica quanta energia può contenere. Un impianto da 100 MW può restituire 100 MW, ma questo non dice se possa farlo per quindici minuti o per dieci ore. La durata equivalente si ottiene dividendo la capacità per la potenza: 1.000 MWh a 100 MW corrispondono, in condizioni nominali, a dieci ore.

Anche il rendimento richiede attenzione. Il rendimento di ciclo, o round-trip efficiency, è il rapporto tra l’energia restituita e quella assorbita per caricare il sistema. Un rendimento dell’80% significa che per restituire 80 MWh occorre averne assorbiti 100, senza contare necessariamente allo stesso modo tutte le perdite ausiliarie. La velocità di risposta misura invece quanto rapidamente l’impianto cambia potenza; la vita operativa riguarda gli anni di servizio e la capacità di mantenere le prestazioni. Sono grandezze diverse.

I servizi seguono la stessa logica. I volani possono rispondere in millisecondi per la regolazione della frequenza, ma conservano poca energia. Il pompaggio e

l’aria compressa possono spostare grandi quantità di elettricità per ore o giorni. Gli accumuli termici possono conservare calore per una stagione, ma non sono automaticamente centrali elettriche: spesso forniscono direttamente acqua calda, vapore o freddo. L’arbitraggio giornaliero consiste nel caricare quando l’elettricità costa meno e scaricare nelle ore di prezzo o domanda elevati. La regolazione e la riserva servono invece a mantenere stabile la rete; la copertura dei picchi evita di costruire o accendere capacità che sarebbe necessaria soltanto per poche ore; la riduzione del curtailment permette di utilizzare energia rinnovabile che altrimenti verrebbe limitata; l’adeguatezza riguarda la capacità del sistema di coprire la domanda anche durante periodi prolungati di scarsa produzione.

La tecnologia non si sceglie quindi in astratto. Dipende dal servizio richiesto, dalla durata, dal luogo, dalla rete, dal numero di cicli, dal costo del terreno o della geologia e dal valore dell’energia restituita.

La grande riserva d’acqua

Il pompaggio idroelettrico è oggi il sistema di accumulo non elettrochimico più diffuso nelle reti di grande scala. Il principio e le differenze tra impianti puri, misti, a circuito aperto e chiuso sono descritti nel capitolo 03.16; qui interessa soprattutto ciò che cambia quando l’acqua viene considerata come mezzo per spostare elettricità nel tempo.

A fine 2025 il pompaggio puro raggiungeva 160 GW nel mondo, secondo IRENA. È una parte minoritaria dei 1.456 GW della capacità idroelettrica complessiva, ma svolge una funzione diversa dalla generazione convenzionale: la potenza indica quanto rapidamente l’impianto può restituire energia, mentre volume dei bacini e dislivello determinano quanta ne può conservare e per quanto tempo. Il rendimento di ciclo si colloca in genere tra il 70% e l’85% secondo l’International Hydropower Association. Le opere civili possono durare per molti decenni e le macchine essere ammodernate, ma il sistema richiede siti adatti, grandi investimenti e tempi lunghi.

Nell’Unione europea il Joint Research Centre censiva nel 2023 156 stazioni, con 46 GW di capacità di turbina: circa 22,7 GW a circuito chiuso e 23,9 GW in impianti misti. Nello stesso anno risultavano circa 40 TWh assorbiti dal

pompaggio e 45 TWh prodotti, ma la seconda cifra comprende anche l'acqua arrivata naturalmente negli impianti misti. Non si può quindi dividere automaticamente i due valori per ricavare un rendimento. Il JRC indicava inoltre circa 9 GW in costruzione o pianificati; alcuni grandi progetti europei, tuttavia, erano sospesi per problemi di redditività. La possibilità tecnica non garantisce che i ricavi dell'arbitraggio e dei servizi di rete ripaghino gallerie, bacini, connessioni e capitale immobilizzato per anni.

In Italia una presentazione RSE del 2024 stima circa 22 impianti e 7,6 GW di potenza lorda, oltre 5 GW dei quali nell'area di mercato Nord. Il dato descrive la potenza, non la capacità energetica del parco. Non è stata reperita una banca dati pubblica unica che riporti per ogni impianto potenza, capacità in GWh, disponibilità, energia assorbita e restituita; moltiplicare 7,6 GW per una durata ipotetica produrrebbe quindi una capacità nazionale inventata.

Anche l'utilizzo è cambiato. Secondo RSE, l'energia turbinata dagli impianti di pompaggio italiani raggiunse 7,74 TWh nel 2002, mentre dal 2011 è rimasta sotto 2 TWh annui. La potenza esiste, ma il suo valore dipende dalla posizione rispetto alle nuove rinnovabili, dalla rete e dai prezzi. Per il 2030 RSE stima 95 GWh di nuova capacità necessaria, soprattutto nel Sud e nelle isole, e individua 56 siti tradizionali per 13,6 GW e quasi 126 GWh teoricamente installabili. Sono potenziali tecnici, non progetti autorizzati.

Bath County, in Virginia, con 3.003 MW netti, e Fengning, in Cina, con 3.600 MW e dodici gruppi, mostrano la scala raggiungibile. Ma la taglia non elimina i vincoli territoriali: bacini, gallerie e variazioni di livello incidono su acqua, paesaggio ed ecosistemi. Gli impatti generali delle dighe appartengono al capitolo 03.16; qui il punto è che l'accumulo aggiunge cicli di pompaggio e turbinaggio e modifica il modo in cui i bacini vengono utilizzati.

L'energia conservata sotto pressione

L'accumulo ad aria compressa, indicato con la sigla CAES, usa elettricità per comprimere aria e conservarla in una cavità o in un serbatoio. Quando serve energia, l'aria viene liberata, riscaldata ed espansa in una turbina. La configurazione storica è diabatica: il calore prodotto durante la compressione viene in gran parte disperso e l'aria viene riscaldata bruciando gas durante la

generazione. Il combustibile fa parte del bilancio e rende il rendimento elettrico non direttamente confrontabile con quello di un sistema che non ne usa.

Nei sistemi adiabatici il calore della compressione viene catturato e conservato per essere restituito durante l'espansione. L'obiettivo è ridurre o eliminare il gas. I sistemi quasi-isotermi distribuiscono la compressione e il controllo termico in più stadi per limitare le perdite. In tutti i casi la geologia è decisiva: le caverne saline, le miniere e altre cavità devono mantenere l'aria sotto pressione per molti cicli.

Huntorf, in Germania, è entrato in servizio nel 1978 con 290 MW. McIntosh, in Alabama, è entrato in servizio nel 1991 con 110 MW e un recuperatore di calore. Il rapporto tecnico di Succar e Williams riporta per i due impianti rendimenti elettrici indicativi di circa il 42% e il 54%. Sono impianti diabatici: il confronto con batterie o pompaggio deve quindi considerare anche il gas bruciato, non soltanto l'elettricità assorbita e restituita.

La Cina sta portando il CAES avanzato verso impianti di dimensioni molto maggiori. A Zhangjiakou, l'Istituto di termofisica ingegneristica dell'Accademia cinese delle scienze ha realizzato un impianto da 100 MW, collegato alla rete ed entrato in esercizio commerciale nel settembre 2022. L'Accademia indica una produzione potenziale superiore a 132 GWh l'anno e un rendimento di circa il 70,4%, ma non specifica quanta energia l'impianto possa immagazzinare.

A Feicheng, nello Shandong, nel 2024 è stato collegato alla rete un impianto dimostrativo da 300 MW e 1.800 MWh. Può quindi erogare la massima potenza per sei ore e ha un rendimento di progetto dichiarato del 72,1%. L'avvio della produzione dimostrativa, tuttavia, non fornisce ancora dati sull'affidabilità e sulle prestazioni conseguite durante un intero anno di esercizio.

A Yingcheng, nello Hubei, il progetto Nengchu-1 è un impianto da 300 MW e 1.500 MWh, entrato in esercizio commerciale nel gennaio 2025. Utilizza due caverne saline ricavate in una miniera abbandonata, può erogare la massima potenza per cinque ore e, secondo il gestore CEEC, raggiunge un rendimento di circa il 70%. Trattandosi di dati dichiarati dal gestore, dovranno essere confrontati con i risultati effettivi dell'esercizio.

Il CAES può quindi fornire arbitraggio e riserva per quattro, sei, otto o più ore, secondo il progetto e la capacità del serbatoio. Il vantaggio principale rispetto a una batteria non è una risposta necessariamente più rapida, ma la possibilità di associare grandi potenze a serbatoi sotterranei di lunga durata. Il limite è che non tutti i territori possiedono sale o cavità adatte. A questo si aggiungono compressori, turbine, gestione del calore, sicurezza delle pressioni e tempi di realizzazione. Nel modello DOE 2030 da 100 MW e dieci ore, il costo livellato dell'accumulo (LCOS) di riferimento è 0,064 dollari per kWh e l'intervallo dopo innovazione 0,021–0,030 dollari. Il baseline esclude alcuni costi energetici: anche questo è un valore modellato, non un prezzo osservato.

Quando l'aria diventa liquida

L'accumulo ad aria liquida porta il principio in un ambiente diverso. L'aria viene raffreddata fino a liquefarla, intorno a −190 °C, e conservata in serbatoi criogenici a pressione prossima a quella atmosferica. Per restituire energia viene pompata, riscaldata, vaporizzata ed espansa in una turbina. Il ciclo può recuperare sia il calore della compressione sia il freddo prodotto dalla vaporizzazione.

Il vantaggio è di non dipendere da una caverna geologica. Il limite è il consumo energetico del ciclo criogenico e la necessità di gestire temperature molto basse, ossigeno arricchito ed evaporazione spontanea (boil-off). Scottish Enterprise riporta per questa tecnologia un rendimento di ciclo dichiarato dell'80%, una vita di 35–40 anni e durate superiori a sei ore, ma segnala una maturità diversa tra piccoli dimostratori e impianti maggiori. Sono valori raccolti in una sintesi tecnica, non misure applicabili automaticamente a ogni impianto.

Pilsworth, nel Regno Unito, è descritto da Highview Power come un dimostratore da 5 MW e 15 MWh, entrato in esercizio nel giugno 2018. La fonte documenta quell'entrata in servizio, ma non permette di stabilire lo stato operativo attuale né offre una serie indipendente di rendimento e disponibilità. È quindi un caso storico di dimostrazione, non una prova che la capacità sia ancora pienamente disponibile.

A Carrington, vicino a Manchester, Highview indica in costruzione la fase 1, dedicata alla stabilità di rete e prevista nel 2026. Una seconda fase, dedicata all'accumulo ad aria liquida, prevede 50 MW e 300 MWh, pari nominalmente a sei ore, ma è ancora soltanto un progetto. I 300 MWh non vanno conteggiati come capacità già in costruzione. La distinzione sembra piccola, ma cambia il quadro: una fase di stabilità di rete può comprendere infrastrutture e servizi preparatori senza equivalere all'impianto completo.

La potenza istantanea dei volani

Un volano conserva energia cinetica in un rotore che gira ad alta velocità. Il motore lo accelera per caricare; il generatore lo frena per scaricare. La risposta è nell'ordine dei millisecondi. Il sistema può assorbire e restituire continuamente piccole quantità di energia, seguendo la frequenza della rete senza aspettare l'avvio di una centrale.

È una tecnologia adatta a regolazione di frequenza, qualità della potenza, UPS e recupero dell'energia in frenata ferroviaria. Un UPS a volano può mantenere alimentato un data center nel breve intervallo necessario all'avvio di generatori di emergenza. In un sistema ferroviario può assorbire energia durante la frenata e restituirla in accelerazione. Non è invece un modo economico per conservare energia dalla mattina alla sera: la capacità è piccola rispetto alla potenza e l'autoscarica rende poco utile la conservazione prolungata.

Stephentown, nello Stato di New York, è un impianto Beacon Power da 20 MW e 200 volani. Il servizio iniziale è cominciato nel gennaio 2011 e la piena potenza è stata raggiunta nel giugno dello stesso anno, per la regolazione di frequenza della rete NYISO. Beacon dichiara 3.000–5.000 cicli completi di carica e scarica l'anno. La fonte non pubblica direttamente la capacità energetica complessiva dell'impianto.

Hazle Township, in Pennsylvania, è un secondo impianto Beacon da 20 MW e 200 volani, a piena capacità commerciale dal luglio 2014 secondo l'operatore. Il fact sheet DOE descrive per quei moduli 100 kW e 25 kWh ciascuno. Moltiplicando i 25 kWh per 200 si ottengono 5 MWh nominali; dividendo 5 MWh per 20 MW si ottengono 0,25 ore, cioè 15 minuti. È un calcolo derivato

dai dati dei moduli di Hazle Township, non un dato da attribuire a Stephentown e non un profilo reale di funzionamento.

Il loro valore non sta dunque nei megawattora conservati, ma nella rapidità e nella frequenza dei cicli. Il contenimento del rotore è la barriera di sicurezza principale: un guasto ad alta velocità deve essere confinato. Il rapporto Scottish Enterprise classifica i volani al massimo livello di maturità tecnologica (TRL 9), ma non offre CAPEX o LCOS comparabili. Non esiste inoltre una statistica mondiale omogenea che sommi impianti di rete, UPS, industria e trasporto ferroviario.

Quando la gravità sostituisce l’acqua

L’accumulo gravitazionale con masse solide usa lo stesso principio fisico del pompaggio: sollevare una massa richiede energia, lasciarla scendere permette di recuperarla. L’energia dipende dalla massa, dall’altezza e dall’accelerazione di gravità. La differenza è che al posto dell’acqua si usano blocchi o pesi mossi da argani, gru, sistemi a cremagliera o altre strutture.

Rudong EVx, nella provincia cinese di Jiangsu, è presentato da Energy Vault come un sistema da 25 MW e 100 MWh. L’interconnessione era stata annunciata nel dicembre 2023 e il progetto era stato indicato come dimostrativo pilota. La pagina corrente dell’operatore continua però a riportare lo stato commissioning. La situazione corretta è quindi: progetto interconnesso e in commissioning secondo l’operatore, senza conferma indipendente di esercizio commerciale continuativo. Anche il rendimento superiore all’80% e la vita di progetto di 35 anni sono valori dichiarati dall’azienda.

A Edimburgo, Gravitricity ha costruito un dimostratore da 250 kW con una torre alta 15 metri e due pesi da 25 tonnellate. I test con connessione alla rete sono stati completati nel 2021; la risposta da zero a piena potenza in meno di un secondo è una dichiarazione dell’azienda riportata dalla stampa specializzata. I progetti commerciali da 4–8 MW in pozzi minerari restano proposte dell’operatore.

Questi casi spiegano perché un prototipo non sia una centrale. Un dimostratore può provare la risposta, il controllo e la sicurezza meccanica senza dimostrare i costi, la disponibilità e la manutenzione di un impianto da centinaia di MWh.

L’accumulo gravitazionale resta interessante per la lunga vita potenziale delle strutture e per l’uso di miniere o infrastrutture esistenti, ma la distanza tra dichiarazione aziendale e funzionamento commerciale verificato rimane il suo limite principale.

Il calore non deve tornare a essere elettricità

L’accumulo termico è spesso contato insieme agli accumuli elettrici, ma la distinzione decisiva è un’altra: si può conservare calore per usarlo direttamente oppure trasformare l’elettricità in calore e poi tentare di riconvertirla in elettricità.

Nel calore sensibile si riscalda un materiale: acqua, roccia, sabbia, calcestruzzo, sali fusi o oli. L’energia dipende dalla massa, dal calore specifico e dalla differenza di temperatura. Nel calore latente il materiale cambia fase, per esempio fondendo e solidificando, e assorbe o cede energia a temperatura relativamente stabile. L’accumulo termochimico usa invece reazioni reversibili. Nei sistemi destinati al calore utile, il rendimento da valutare è quello con cui il serbatoio conserva e trasferisce calore, non un round-trip elettrico.

Varanto, a Vantaa in Finlandia, è un progetto di accumulo stagionale in caverne di roccia. Vantaa Energy indica 90 GWh termici, 200 MW di potenza di scarica, due caldaie elettriche da 60 MW e tre caverne per circa 1,1 milioni di metri cubi, con acqua fino a circa 140 °C. Il progetto è in fase di realizzazione e l’entrata in esercizio è prevista entro il 2030. L’investimento indicato è di circa 300 milioni di euro, con 19 milioni di contributo ministeriale. Sono dati dichiarati dall’operatore e riguardano calore termico: i 90 GWh non sono energia elettrica generabile.

A Kankaanpää, sempre in Finlandia, un progetto pilota a sabbia è collegato alla rete locale di teleriscaldamento. Vatajankoski indica 100 kW termici e 8 MWh termici, con avvio nel 2022 e un nucleo mantenuto attorno a 500 °C. Una pagina successiva del fornitore tecnologico Polar Night Energy indica invece 200 kW e 8 MWh. La differenza viene mantenuta esplicita: per l’impianto si usa il dato del proprietario locale, 100 kW/8 MWh, segnalando che il fornitore riporta 200 kW. Non si attribuisce a Kankaanpää un rendimento del 90%, perché quel valore non è documentato come misura di questo caso.

Il principio è utile quando il servizio richiesto è calore. L'elettricità può alimentare le caldaie o il sistema di carica quando costa meno o quando la produzione rinnovabile è abbondante; il calore viene poi consegnato alla rete. In questo modo l'accumulo sposta la domanda e riduce il ricorso a potenza termica nei momenti di punta, senza l'ulteriore perdita di un ciclo destinato a ricreare elettricità.

Anche il freddo può essere accumulato. L'acqua refrigerata o il ghiaccio possono essere prodotti nelle ore in cui la domanda elettrica è più bassa, conservati in grandi serbatoi e utilizzati successivamente per raffrescare gli edifici. Il sistema non restituisce elettricità, ma ne sposta il consumo: durante le ore più calde riduce il lavoro dei refrigeratori e quindi il picco richiesto alla rete. Alcuni impianti di Austin Energy documentati negli Stati Uniti riescono a diminuire la domanda elettrica da 1,5 a 10 MW. La loro capacità è espressa in ton-hour, cioè tonnellate-ora di refrigerazione: l'unità deriva dalla quantità di calore sottratta per fondere una tonnellata di ghiaccio nell'arco di 24 ore. Misura il freddo accumulato e non può essere convertita direttamente in megawattora elettrici, perché il rapporto dipende dall'efficienza dell'impianto.

Il DOE considera invece i sali fusi come accumulo elettrico di lunga durata quando il calore viene riconvertito in elettricità. Per un modello da 100 MW e dieci ore, il rapporto 2024 proietta un LCOS baseline 2030 di 0,134 dollari per kWh e un intervallo di 0,107–0,116 dopo innovazioni; il rendimento di ciclo indicato è circa il 50%. Questi numeri descrivono una configurazione modellata, non Varanto, Kankaanpää o un sistema di freddo di Austin.

Il costo di aspettare

Un impianto di accumulo ha una parte di costo legata alla potenza e una legata alla capacità. Turbine, compressori, generatori, motori, inverter e connessioni determinano soprattutto quanti megawatt possono essere caricati o scaricati. Bacini, caverne, serbatoi, materiale termico e isolamento determinano soprattutto quanta energia può essere conservata. Per questo una tecnologia con molti megawatt ma pochi megawattora può essere conveniente per la frequenza e costosa per l'arbitraggio giornaliero.

Il CAPEX è il capitale iniziale. L'OPEX comprende manutenzione, personale, energia ausiliaria e componenti sostituiti. Vanno aggiunti il costo dell'elettricità utilizzata per caricare, le perdite di ciclo, le perdite durante la conservazione, la vita economica, il numero di cicli e il costo del capitale. I ricavi possono provenire da prezzi all'ingrosso, riserva, bilanciamento, regolazione, capacità e contratti per il calore. Ma la stessa macchina non può vendere contemporaneamente tutta la propria potenza a servizi incompatibili: una semplice somma di ricavi teorici non è un bilancio economico.

Il LCOS prova a riassumere queste componenti in un costo per l'energia restituita. Non è un prezzo di mercato. Cambia se cambiano durata, numero di cicli, rendimento, tasso di sconto, costo dell'elettricità di carica, vita e degrado. Il DOE specifica che i suoi valori includono ipotesi su CAPEX, finanziamento, O&M, tasse e ricarica. Inoltre, i valori "dopo innovazione" sono obiettivi ottenibili con investimenti di ricerca e sviluppo nell'arco di anni, non prezzi pagati per impianti già costruiti.

Scottish Enterprise stima per sei progetti scozzesi di impianti idroelettrici a pompaggio 1.200–1.600 sterline per kW. Il DOE proietta per il 2030 0,140 dollari per kWh di LCOS baseline per il pompaggio e 0,064 per il CAES, con intervalli-obiettivo più bassi dopo innovazione. Questi dati non permettono di dire quale tecnologia sia più economica in assoluto: descrivono modelli diversi, durate e ipotesi dichiarate. Per l'accumulo ad aria liquida, i volani e i sistemi gravitazionali non è stato trovato un insieme omogeneo di dati sui costi. Presentare valori calcolati con criteri diversi come se fossero confrontabili sarebbe fuorviante.

Territorio, sicurezza e fine vita

Ogni accumulo trasferisce energia ma occupa un territorio e concentra rischi tecnici. Il pompaggio richiede bacini, gallerie, condotte e connessioni; il CAES richiede cavità o serbatoi capaci di mantenere alte pressioni; l'accumulo ad aria liquida richiede impianti criogenici; il volano un contenimento meccanico; il gravitazionale strutture capaci di sollevare e fermare masse; l'accumulo termico grandi volumi isolati, alte temperature o acqua in pressione.

Nel pompaggio gli impatti includono uso dell'acqua, variazioni di livello, sedimenti, ecosistemi e paesaggio. Il circuito chiuso può ridurre l'interazione con un corso d'acqua, ma non elimina il consumo di suolo, l'evaporazione o la necessità di costruire opere. Nel CAES la geologia è una risorsa ma anche un vincolo di sicurezza: una caverna inadatta può compromettere il contenimento. Nei sistemi criogenici il problema è la temperatura estrema e la gestione dell'ossigeno; nei volani il contenimento di un rotore ad alta velocità; negli accumuli termici l'isolamento e il controllo dei fluidi caldi.

La sicurezza non si può esprimere con un unico numero valido per tutte le tecnologie. Occorre distinguere il pericolo, la probabilità dell'evento e la conseguenza. Non è stato trovato un archivio istituzionale comparabile che permetta di calcolare frequenze di incidenti per gli accumuli ad aria compressa o liquida, i volani e i sistemi gravitazionali. Si possono però descrivere le barriere: norme per dighe e recipienti in pressione, monitoraggio delle caverne, rilevazione delle perdite, ventilazione, isolamento termico, contenimento dei rotori, valvole e piani di emergenza.

Anche la fine vita ha scale diverse. Le opere civili del pompaggio possono durare più delle turbine e dei sistemi di controllo, rendendo possibile un revamping; non è automatico, perché dipende da sicurezza, concessioni e convenienza. In un CAES si possono riutilizzare cavità o miniere soltanto dopo verifiche di integrità e compatibilità. Compressori, turbine e generatori hanno cicli di sostituzione più brevi delle opere sotterranee. Serbatoi criogenici, rotori, isolanti, componenti termici e macchine devono invece essere smantellati secondo le norme locali. Non esiste una misura comune delle quote recuperabili e dei costi di ripristino: non si può quindi dichiarare genericamente che una tecnologia sia senza rifiuti o completamente circolare.

Tecnologie diverse, funzioni diverse

Le tecnologie di accumulo non formano una graduatoria unica: rispondono a servizi diversi. Il pompaggio e il CAES possono spostare grandi quantità di energia per molte ore o giorni, ma dipendono dalla geografia, richiedono opere importanti e hanno tempi di realizzazione lunghi. L'aria liquida riduce il vincolo delle cavità sotterranee, a prezzo di un ciclo criogenico complesso e di una maturità commerciale ancora limitata.

I volani occupano una nicchia quasi opposta: offrono risposta in millisecondi e moltissimi cicli per frequenza, qualità della potenza e continuità di servizio, ma conservano poca energia e non servono a coprire una giornata. I sistemi gravitazionali con masse solide promettono strutture longeve, ma devono ancora dimostrare su scala commerciale costi, disponibilità e manutenzione.

L'accumulo termico segue un'altra logica ancora. Se il servizio richiesto è calore o freddo, conservarli direttamente evita la perdita della riconversione in elettricità e può spostare la domanda per ore o per stagioni. Solo quando il calore deve tornare a essere elettricità il confronto con gli accumuli elettrici diventa appropriato, includendo il rendimento dell'intero ciclo.

La domanda finale non è quale tecnologia vinca. È quale forma di accumulo risolva il problema presente al costo, nel luogo e nell'intervallo temporale giusti. La risposta rapida può valere più dei megawattora; la capacità di sei ore può valere più della velocità; un serbatoio termico può evitare un ciclo elettrico intero; un bacino può offrire decenni di servizio ma richiedere un territorio adatto. L'accumulo non cancella le perdite, i costi o gli impatti: li sposta nel tempo e, a volte, li trasforma in un servizio che la rete o il sistema termico non avrebbe potuto fornire altrimenti.

Fonti

IRENA — Renewable Capacity Highlights 2025 (pubblicato il 31 marzo 2026; aggiornato nel luglio 2026), pp. 1 e 4

https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2026/Mar/IRENA_DAT_RE_capacity_highlights_2026.pdf

Joint Research Centre — Clean Energy Technology Observatory: Hydropower and pumped storage hydropower in the European Union – 2025 status report (JRC143929), pp. 8, 17, 20 e 26

https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC143929/JRC143929_01.pdf

International Hydropower Association — Pumped Storage Hydropower Capabilities and Costs

https://www.hydropower.org/publications/pumped-storage-hydropower-capabilities-and-costs

Dominion Energy — Bath County Pumped Storage Station

https://www.dominionenergy.com/about/making-energy/hydroelectric-power-facilities/bath-county-pumped-storage-station

Governo della Cina — Fengning Pumped Storage Power Station full operation, 31 dicembre 2024

https://english.www.gov.cn/news/202412/31/content_WS6773ab83c6d0868f4e8ee672.html

RSE — Frigerio, Pompaggio idroelettrico: stato, utilizzo e potenziale in Italia, 2024

https://dam-day.itcold.it/wp-content/uploads/2024/06/RSE_Frigerio-Pompaggio_PoliMI.pdf

PNNL — Compressed Air Energy Storage

https://www.pnnl.gov/projects/esgc-cost-performance/compressed-air-energy-storage

Succar e Williams — Compressed Air Energy Storage: Theory, Resources, and Applications for Wind Power, Princeton Environmental Institute, 2008

https://escholarship.org/content/qt1n7033xb/qt1n7033xb.pdf

Chinese Academy of Sciences — 100-MW advanced compressed air energy storage demonstration project, Zhangjiakou

https://english.cas.cn/Special_Reports/rd/2022/202410/t20241031_693356.shtml

State-owned Assets Supervision and Administration Commission of the State Council — World's First 300-MW Compressed Air Energy Storage Station Starts Operation, 18 aprile 2024

https://en.sasac.gov.cn/2024/04/18/c_16983.htm

China Energy Engineering Corporation — Yingcheng 300-MW compressed-air energy storage project

https://en.ceec.net.cn/art/2025/1/10/art_138_2510992.html

Highview Power — Highview Power launches world's first grid-scale liquid air energy storage plant

https://highviewpower.com/news-announcements/world-first-liquid-air-energy-storage-plant/

Highview Power — Projects

https://highviewpower.com/projects/

Scottish Enterprise — Techno-Economic Analysis of the Energy Storage Market in Scotland, maggio 2025

https://www.scottish-enterprise.com/media/pmbdbonb/se-energy-storage-techno-economic-analysis-final-public.pdf

U.S. Department of Energy — Fact Sheet: Beacon Power 20 MW Flywheel Frequency Regulation Plant, agosto 2013

https://www.energy.gov/oe/articles/fact-sheet-beacon-power-20-mw-flywheel-frequency-regulation-plant-august-2013

Beacon Power — Stephentown, New York

https://beaconpower.com/stephentown-new-york/

Beacon Power — Hazle Township, Pennsylvania

https://beaconpower.com/hazle-township-pennsylvania/

Energy Vault — China, Rudong

https://www.energyvault.com/projects/cn-rudong

Solar Power Portal — Gravitricity celebrates success of 250kW energy storage demonstrator

https://www.solarpowerportal.co.uk/solar-projects/gravitricity-celebrates-success-of-250kw-energy-storage-demonstrator

Vantaa Energy — Varanto, the cavern thermal energy storage

https://www.vantaanenergia.fi/en/about-us/projects/varanto-the-cavern-thermal-energy-storage/

Vatajankoski — Sand Battery

https://www.vatajankoski.fi/en/projects/sand-battery/

Polar Night Energy — What is a Sand Battery?, 24 ottobre 2024

https://polarnightenergy.com/news/what-is-a-sand-battery/

U.S. Department of Energy, Office of Electricity — Achieving the Promise of Low-Cost Long Duration Energy Storage, agosto 2024

https://www.energy.gov/media/328822

Mark Kapner — Thermal Storage Cooling: An Overlooked Utility Resource, presentazione ospitata nel repository della City of Austin, p. 18

https://services.austintexas.gov/edims/document.cfm?id=210229

03.24 — Idrogeno

L’idrogeno è l’elemento più leggero e, per ogni chilogrammo, contiene molta energia. Proprio questa qualità ha alimentato l’idea di un combustibile capace di sostituire petrolio e gas in molti usi. Quasi tutto l’idrogeno utilizzato oggi non viene però estratto già pronto: è ricavato dall’acqua, dal gas naturale, dal carbone o da altri composti, spendendo energia e spesso producendo emissioni. Esiste anche idrogeno che si forma naturalmente nel sottosuolo, chiamato idrogeno naturale, geologico o “bianco”, ma la sua estrazione è ancora agli inizi. Qualunque sia l’origine, per conservarlo bisogna comprimere o raffreddare un gas molto poco denso; per trasportarlo servono materiali, impianti e regole specifiche; per ricavarne di nuovo energia si affronta un’altra conversione.

Nella quasi totalità degli usi attuali l’idrogeno è quindi un vettore energetico: trasferisce energia ottenuta altrove, ma non la crea. L’idrogeno naturale costituirebbe invece una risorsa primaria estratta dal sottosuolo, se venissero individuati giacimenti sfruttabili. L’idrogeno è inoltre una materia prima industriale: oggi il suo ruolo principale non è alimentare automobili o abitazioni, bensì entrare nelle raffinerie e nella produzione di ammoniaca, metanolo e alcuni materiali. Capirlo significa seguire tutta la catena e chiedere, a ogni passaggio, da dove viene, quanta energia entra, quanta ne resta, quali emissioni vengono prodotte e quale servizio finale si vuole ottenere.

Quasi cento milioni di tonnellate, ma non ancora un’economia dell’idrogeno

Nel 2024 la domanda mondiale di idrogeno ha sfiorato 100 milioni di tonnellate, circa il 2% in più dell’anno precedente, secondo l’Agenzia internazionale dell’energia. È una quantità enorme, ma descrive soprattutto un mercato industriale consolidato. Raffinazione, ammoniaca, metanolo e riduzione diretta del ferro basata su combustibili fossili assorbono quasi tutta la domanda; le applicazioni nuove, dalla mobilità alla generazione elettrica e ai carburanti sintetici, restano inferiori all’1%.

Questa composizione cambia il significato del numero. Il mondo non usa già cento milioni di tonnellate di idrogeno come sostituto generalizzato dei combustibili fossili: usa soprattutto idrogeno prodotto da combustibili fossili all'interno di processi che esistono da decenni. Una parte viene generata e consumata nello stesso sito, senza passare per un mercato aperto. Produzione, capacità produttiva, consumo e commercio non coincidono automaticamente, e le statistiche possono trattare in modo diverso l'idrogeno recuperato come sottoprodotto.

La geografia segue quella delle raffinerie e della chimica di base. Cina, Stati Uniti, Europa, Medio Oriente, India e Russia concentrano grandi impianti e grandi utilizzatori. Anche qui la massa va interpretata: esportare ammoniaca o metanolo non significa esportare la stessa massa di idrogeno puro. Un bilancio corretto deve specificare se conta il derivato oppure l'idrogeno contenuto al suo interno.

Come si separa l'idrogeno

Il metodo più diffuso parte dal gas naturale. Nello steam methane reforming, o SMR, il metano reagisce con vapore ad alta temperatura formando una miscela ricca di idrogeno e monossido di carbonio. Una seconda reazione, detta water-gas shift, converte il monossido con altra acqua in anidride carbonica e ulteriore idrogeno. Il prodotto viene infine separato e purificato. La CO_2 nasce sia dalla chimica del processo sia dal combustibile bruciato per fornire calore.

Il reforming autotermico, o ATR, combina reazione con vapore e ossidazione parziale. Può produrre una corrente di CO_2 più concentrata e facilitare la cattura, ma non elimina le emissioni della produzione e della fornitura del gas. La percentuale catturata in una singola corrente non rappresenta necessariamente quella dell'intero impianto. Per valutare il risultato occorre includere il metano disperso lungo la filiera, l'energia per separare e comprimere la CO_2 e la quota che non viene intercettata.

La gassificazione del carbone segue un'altra strada: carbone, ossigeno e vapore producono gas di sintesi, dal quale l'idrogeno viene separato dopo ulteriori reazioni. È un processo industrialmente maturo, particolarmente rilevante in

Cina, ma parte da un combustibile ad alta intensità di carbonio e genera anche impurità e residui solidi. Esiste poi l'idrogeno ottenuto come sottoprodotto di raffinerie, impianti cloro-alcali e altri processi. Definirlo "gratuito" o "senza emissioni" sarebbe improprio: il suo bilancio dipende dal processo che lo genera e dal modo in cui energia e impatti vengono attribuiti ai diversi prodotti.

Nel 2024 la produzione di idrogeno ha richiesto circa 290 miliardi di metri cubi di gas naturale e 90 milioni di tonnellate equivalenti di carbone. Le emissioni associate sono state stimate dall'IEA in circa 1,3 miliardi di tonnellate di CO_2 equivalente. Meno dell'1% della produzione proveniva da tecnologie classificate a basse emissioni. L'idrogeno, nella sua forma attuale, è dunque più una parte del sistema fossile da trasformare che una soluzione già trasformata.

I colori aiutano poco se nascondono il processo

Nel dibattito pubblico l'idrogeno viene spesso distinto per colore. "Grigio" indica normalmente la produzione da gas naturale senza cattura della CO_2; "blu" quella da gas con cattura; "verde" l'elettrolisi alimentata da fonti rinnovabili; "rosa" l'elettrolisi associata all'energia nucleare; "turchese" la pirolisi del metano, che può produrre carbonio solido. Le etichette sono comode, ma non costituiscono una misura ambientale.

Due impianti dello stesso colore possono avere risultati diversi. Per l'idrogeno da gas contano l'efficienza, la provenienza del combustibile, le perdite di metano e la quota di CO_2 effettivamente catturata sull'intero sito. Per l'elettrolisi contano il mix elettrico, le ore di funzionamento e il criterio con cui l'elettricità rinnovabile viene attribuita all'impianto. Un contratto annuale non garantisce, da solo, che in ogni ora l'elettrolizzatore utilizzi nuova produzione rinnovabile disponibile nello stesso sistema.

La descrizione più utile indica processo, fonte dell'energia, confine dell'analisi e intensità emissiva. "A basse emissioni" è una caratteristica da dimostrare, non una conseguenza automatica del nome scelto.

L’idrogeno che si forma nel sottosuolo

Una piccola parte dell’idrogeno presente sulla Terra si trova già come gas nel sottosuolo. Viene chiamata idrogeno naturale o geologico; “idrogeno bianco” e “idrogeno dorato” sono etichette usate nel dibattito pubblico. Può formarsi quando l’acqua reagisce con rocce ricche di ferro, oppure quando la radioattività naturale delle rocce separa lentamente le molecole d’acqua. Il gas può poi migrare attraverso fratture e pori. Una presenza nel terreno diventa però una risorsa estraibile soltanto se l’idrogeno si concentra in una roccia porosa, rimane bloccato sotto uno strato poco permeabile e può essere raggiunto con pozzi senza consumare più energia e denaro di quanto il gas valga.

Questa distinzione evita un equivoco. La quantità totale che potrebbe essersi formata nella crosta non coincide con un insieme di giacimenti conosciuti. Un modello pubblicato nel 2024 da ricercatori dello United States Geological Survey, il servizio geologico degli Stati Uniti, stima un valore centrale di circa 5.600 miliardi di tonnellate di idrogeno nel sottosuolo mondiale. Gli stessi autori indicano però un’incertezza enorme e precisano che gran parte potrebbe trovarsi troppo in profondità, lontano dalla costa o in accumuli troppo piccoli. È quindi una stima di ciò che potrebbe esistere, non una misura di riserve recuperabili né di produzione futura. Nel 2025 lo stesso ente ha pubblicato una prima mappa delle aree statunitensi favorevoli all’esplorazione: una mappa di possibilità geologiche, non di giacimenti già scoperti.

Il caso più studiato è Bourakébougou, in Mali. Il pozzo principale è profondo circa 112 metri e il gas del livello più superficiale contiene all’incirca il 98% di idrogeno. Un piccolo impianto lo ha utilizzato per produrre elettricità per il villaggio; altri 24 pozzi esplorativi ne hanno rilevato la presenza nell’area, a concentrazioni diverse e in più livelli rocciosi. Il caso dimostra che l’idrogeno può accumularsi e alimentare un uso locale. Non dimostra però che esistano già grandi giacimenti commerciali in molti paesi: per stabilirlo servono perforazioni, prove di portata prolungate e misure di come cambiano pressione e composizione durante l’estrazione.

Se un giacimento risultasse produttivo, l'idrogeno verrebbe estratto con pozzi, separato dagli altri gas e dall'acqua, purificato e poi compresso o trasformato per il trasporto. Non richiederebbe l'elettrolisi dell'acqua né la trasformazione del metano, ma non sarebbe automaticamente privo di impatti. Contano l'energia usata dai pozzi e dagli impianti, le perdite di idrogeno, gli eventuali gas presenti insieme a esso, l'acqua sotterranea e la durata del giacimento. Per questo "bianco" non è una certificazione ambientale: anche in questo caso il risultato dipende dal sito e dall'intera filiera.

Elettrolisi: acqua, elettricità e tempo di utilizzo

Un elettrolizzatore separa l'acqua in idrogeno e ossigeno usando elettricità. Le tecnologie alcaline sono consolidate e impiegano un elettrolita liquido; quelle a membrana a scambio protonico, note come PEM, possono rispondere rapidamente alle variazioni di potenza ma utilizzano componenti e catalizzatori specifici; i sistemi ad ossidi solidi lavorano ad alta temperatura e possono sostituire una parte dell'elettricità con calore disponibile. Potenza nominale, efficienza, flessibilità, durata e materiali cambiano da una tecnologia all'altra.

La chimica stabilisce un minimo di circa 8,93 chilogrammi d'acqua, corrispondenti approssimativamente a 8,93 litri, per ogni chilogrammo di idrogeno. Un impianto reale ne usa di più per purificazione, raffreddamento e spurghi. Le configurazioni analizzate dal Dipartimento dell'energia degli Stati Uniti spaziano indicativamente da circa 9 a circa 30 litri per chilogrammo, secondo tecnologia e confine. Prelievo e consumo non sono sinonimi: una parte dell'acqua può essere restituita, ma in un luogo, in un momento o con una qualità diversa.

La scala industriale rende concreto anche il minimo. Produrre un milione di tonnellate di idrogeno richiederebbe almeno 8,93 milioni di metri cubi d'acqua nella reazione, prima degli usi ausiliari. A livello mondiale questo volume non domina i consumi idrici, ma in un'area arida o in una stagione secca può competere con altri usi. La desalinizzazione riduce il prelievo di acqua dolce, ma richiede energia, infrastrutture e gestione della salamoia.

L’altro input è molto più grande: l’elettricità. Un modello del programma statunitense per un sistema PEM assume 51 kilowattora per chilogrammo nel gruppo di celle, chiamato stack, e 4,2 nei servizi ausiliari, per 55,2 kWh/kg a inizio vita. Con il degrado, la media del sistema lungo la vita considerata sale a 57,5 kWh/kg. Non sono valori universali, ma mostrano l’ordine di grandezza e ricordano che pompe, elettronica, raffreddamento e trattamento dell’acqua fanno parte dell’impianto.

La capacità installata globale di elettrolisi ha raggiunto circa 2 GW nel 2024; oltre 1 GW si è aggiunto entro luglio 2025. La Cina rappresentava circa il 65% della capacità installata e dei progetti arrivati alla decisione finale d’investimento, oltre a circa il 60% della capacità mondiale di fabbricare elettrolizzatori. Le sue fabbriche potevano produrre intorno a 20 GW l’anno, contro una domanda nazionale di circa 2 GW nel 2024. Una linea capace di costruire elettrolizzatori non è però un elettrolizzatore in esercizio, e un gigawatt installato non dice quante ore funzionerà.

La relazione tra potenza e produzione aiuta a leggere gli annunci. Un elettrolizzatore da 1 MW che assorbisse la potenza nominale in tutte le 8.760 ore dell’anno e consumasse 55,2 kWh/kg produrrebbe teoricamente circa 159 tonnellate di idrogeno. Se funzionasse per metà delle ore equivalenti, la produzione scenderebbe all’incirca alla metà, mentre una parte dei costi di capitale resterebbe invariata. Il calcolo è un’elaborazione ideale: indisponibilità, carichi parziali, degrado e servizi ausiliari possono cambiare il risultato. All’altra scala, produrre un milione di tonnellate con lo stesso consumo specifico richiederebbe circa 55 TWh di elettricità, prima della compressione. La grandezza mostra perché l’origine e la disponibilità dell’energia non siano dettagli secondari.

Molta energia per massa, poca per volume

Un chilogrammo di idrogeno contiene circa 120 megajoule, equivalenti a 33,3 kWh sul potere calorifico inferiore (PCI). Il valore per massa è molto elevato. Il limite emerge quando si considera lo spazio: a pressione e temperatura ambiente l’idrogeno gassoso contiene appena circa 0,01 megajoule per litro;

anche compresso a 700 bar arriva soltanto a circa 5 megajoule per litro e allo stato liquido a circa 8, contro circa 32 della benzina.

Per ridurne il volume il gas viene quindi normalmente compresso. Nei veicoli e in altri sistemi si incontrano pressioni di 350 o 700 bar, che richiedono compressori, serbatoi resistenti e controlli. L'alternativa è liquefarlo scendendo vicino a −252,8 °C a pressione atmosferica. A quella temperatura la densità è circa 70,8 chilogrammi per metro cubo, ma il raffreddamento consuma molta energia e il calore che attraversa l'isolamento provoca evaporazione. Questa perdita, chiamata boil-off, può essere gestita recuperando o utilizzando il gas, ma non scompare per definizione.

La differenza fra massa e volume spiega perché l'idrogeno possa essere interessante su un razzo, dove il peso è decisivo, e difficile in un deposito o su una nave, dove contano anche metri cubi, isolamento e tempi di permanenza. Non basta confrontare i megajoule per chilogrammo: occorre includere il contenitore e le condizioni necessarie a mantenerli.

Anche la purezza è parte della logistica. Alcune celle a combustibile e alcuni processi chimici tollerano pochissime impurità; una miscela proveniente da una rete, da un impianto industriale o dalla decomposizione dell'ammoniaca, detta cracking, può richiedere ulteriore separazione. Più la specifica è severa, più aumentano apparecchiature, controlli e consumi. Parlare di "un chilogrammo di idrogeno" senza precisare pressione, stato fisico e qualità può quindi accostare prodotti che non offrono lo stesso servizio.

Il bilancio della catena

L'elettrolizzatore trasforma elettricità in energia chimica. Se usa circa 55 kWh per produrre un chilogrammo che contiene 33,3 kWh al potere calorifico inferiore, il rendimento di questo primo passaggio è circa il 60,5%. È un'elaborazione semplice, prima di compressione, stoccaggio, trasporto e uso finale. Il valore di 39,4 kWh/kg talvolta presentato come "minimo" è invece il potere calorifico superiore e si colloca nell'ordine dell'energia termoneutrale della reazione: non deve essere confrontato con il PCI senza dichiarare la base.

Se l'idrogeno alimenta una cella a combustibile, una parte dell'energia chimica torna elettricità e il resto diventa calore. Se viene bruciato in una turbina, intervengono il rendimento termodinamico e gli ausiliari. Una catena elettricità-idrogeno-elettricità moltiplica i rendimenti dei passaggi: non li somma. Per questo restituire elettricità attraverso l'idrogeno richiede normalmente molta più energia iniziale rispetto a conservarla in una batteria o usarla direttamente.

Questa penalizzazione non rende inutile la catena. Un sistema può accettare un rendimento più basso se deve conservare energia per mesi, trasportarla su una rotta non servita da linee elettriche o alimentare una reazione chimica che richiede proprio idrogeno. La domanda corretta non è se l'idrogeno sia "efficiente" in astratto, ma se fornisca un servizio che alternative più dirette non possono offrire alle stesse condizioni.

Serbatoi, caverne e molecole intermedie

Lo stoccaggio superficiale usa recipienti pressurizzati, adatti a quantità e tempi limitati rispetto alle grandi riserve stagionali. Per volumi maggiori, le caverne saline possono offrire spazi sotterranei con elevata capacità e cicli di immissione e prelievo. Non ogni territorio possiede però geologia adatta; servono pozzi, compressione, monitoraggio dell'integrità e una quota di gas che mantenga la pressione.

Altri giacimenti o acquiferi sono studiati, ma impurità, reazioni con rocce e microrganismi, recuperabilità e tenuta devono essere verificati caso per caso. L'esperienza con il gas naturale aiuta, ma non rende automaticamente equivalente il comportamento dell'idrogeno.

Quando il trasporto diretto è difficile, l'idrogeno può essere trasformato in ammoniaca, metanolo o combustibili sintetici. L'ammoniaca non contiene carbonio e dispone già di una filiera internazionale legata ai fertilizzanti; è però tossica e la sua sintesi consuma energia. Se all'arrivo serve di nuovo idrogeno puro, la decomposizione e la purificazione aggiungono un'altra perdita. Il metanolo è liquido in condizioni più semplici, ma richiede anche una fonte di

carbonio. La massa del derivato, l'energia consegnata e il contenuto di idrogeno sono tre grandezze diverse.

Le condotte non sono soltanto tubi del gas convertiti

Una rete dedicata può trasportare grandi flussi in modo continuo, ma l'idrogeno ha proprietà diverse dal metano. Può favorire fragilizzazione e propagazione delle cricche in alcuni acciai, attraversa tenute e componenti con maggiore facilità e, a parità di energia trasportata, richiede portate volumetriche diverse. La conversione di un gasdotto esistente richiede quindi verifiche su materiali, saldature, valvole, compressori, pressione, purezza e destinazione finale.

La convenienza della condotta dipende anche dalla concentrazione della domanda. Un grande impianto di ammoniaca o una zona siderurgica possono giustificare una fornitura continua; molti piccoli utenti dispersi richiedono una rete più estesa e costosa per ogni chilogrammo consegnato. Il trasporto stradale in bombole o contenitori criogenici offre flessibilità nelle prime fasi del mercato, ma muove insieme al prodotto anche recipienti pesanti e moltiplica operazioni di carico, scarico e compressione. Non esiste quindi un mezzo universalmente migliore: distanza, volume, continuità, purezza e forma del prodotto decidono la catena.

La miscelazione, spesso chiamata blending, consiste nell'immettere idrogeno nella rete del gas e viene normalmente espressa come percentuale in volume. La stessa percentuale non equivale alla quota di energia, perché un metro cubo di idrogeno contiene molto meno potere calorifico di un metro cubo di metano. Anche apparecchi, contatori, turbine e processi industriali possono imporre limiti diversi. Una miscela modesta non costruisce automaticamente un mercato dell'idrogeno puro e può rendere necessaria la separazione a valle.

Nel perimetro formato da Unione europea, paesi EFTA e Regno Unito, l'European Hydrogen Observatory censiva nel 2024 diciotto reti o sistemi operativi, per 1.636 chilometri complessivi. La European Hydrogen Backbone propone circa 28.000 chilometri al 2030 e 53.000 al 2040 in 28 paesi. Il confronto mostra la distanza tra infrastruttura osservata e progetto: i

chilometri futuri non vanno sommati a quelli in esercizio, e corridoi annunciati non equivalgono a capacità già disponibile.

Dove l'idrogeno serve già

Nelle raffinerie l'idrogeno rimuove zolfo e altre impurità e modifica le molecole degli idrocarburi. Nell'ammoniaca reagisce con l'azoto per produrre la base dei fertilizzanti azotati. Nel metanolo entra insieme al carbonio. Questi settori non seguiranno però la stessa traiettoria. Se diminuirà la lavorazione del petrolio, potrà ridursi anche la domanda di idrogeno delle raffinerie. Per l'ammoniaca e il metanolo, invece, il problema è sostituire l'idrogeno ottenuto da combustibili fossili con idrogeno prodotto con minori emissioni, adeguando gli impianti e assicurando una fornitura continua.

Anche questa sostituzione non è automatica. Un impianto integrato può produrre oggi il proprio idrogeno dal gas e utilizzare calore e correnti secondarie all'interno del sito. Alimentarlo con idrogeno esterno richiede capacità elettrica, connessione, stoccaggio di riserva e una qualità compatibile con il processo. Se la produzione rinnovabile varia, l'industria deve scegliere fra sovradimensionare elettrolizzatori e accumuli, acquistare elettricità dalla rete o mantenere una fonte alternativa. Il costo non riguarda soltanto la nuova molecola, ma la continuità di un impianto che spesso lavora migliaia di ore l'anno.

La siderurgia offre un uso emergente importante. L'idrogeno può ridurre gli ossidi di ferro producendo vapore acqueo invece della CO_2 generata dal carbonio riducente. Il processo richiede minerale di qualità adatta, grandi quantità di idrogeno e di elettricità, impianti di riduzione diretta e forni elettrici ad arco per fondere il ferro ridotto e ottenere acciaio liquido. "Acciaio a idrogeno" non descrive quindi un semplice cambio di combustibile in un altoforno: implica una filiera industriale diversa.

Per il calore ad alta temperatura l'idrogeno può essere utile quando l'elettrificazione diretta è tecnicamente difficile o quando la chimica del processo lo richiede. Dove funzionano resistenze, forni elettrici o pompe di calore, usare prima elettricità per produrre idrogeno e poi bruciarlo comporta

più conversioni. La selezione dipende da temperatura, continuità, qualità del calore, modifiche dell'impianto e costo delle alternative.

Navi, aerei, camion e case: non tutti gli usi sono uguali

Nella navigazione la bassa densità volumetrica rende difficile imbarcare idrogeno sufficiente per lunghe rotte. Ammoniaca, metanolo e combustibili sintetici possono essere più gestibili, ma aggiungono trasformazioni, infrastrutture e rischi propri. A giugno 2025 navigavano oltre 60 navi a metanolo e quasi 300 risultavano ordinate secondo l'IEA. Il dato descrive la diffusione di una tecnologia navale, non l'origine rinnovabile del combustibile che userà.

Nell'aviazione l'idrogeno può entrare nella produzione di carburanti sintetici insieme alla CO_2 oppure, in prospettiva, essere imbarcato liquido su aeromobili progettati per farlo. Le due strade non sono equivalenti: cambiano serbatoi, volume, infrastrutture aeroportuali e rendimenti della catena.

Sulla strada, l'IEA individua nei camion pesanti il segmento a celle a combustibile con la crescita più consistente, ma i costi totali di possesso restano spesso superiori a quelli di camion a batteria o diesel. La Cina concentrava quasi il 95% del parco mondiale di veicoli commerciali a celle a combustibile. Per le automobili leggere la trazione elettrica diretta evita elettrolisi, compressione e riconversione e utilizza una rete di ricarica già molto più diffusa.

Negli edifici il confronto è ancora più netto. Una caldaia a idrogeno trasforma di nuovo il combustibile in calore dopo averlo prodotto e distribuito; una pompa di calore può fornire più unità di calore per ogni unità di elettricità assorbita. Usare le tubazioni esistenti non elimina la necessità di controllare materiali, apparecchi, contatori, ventilazione e formazione di ossidi di azoto. L'idrogeno può trovare nicchie, ma la presenza della rete del gas non dimostra che sia la soluzione generale per il riscaldamento.

Il costo dell’elettricità diventa costo dell’idrogeno

Nel 2024 l’IEA stimava il costo installato degli elettrolizzatori intorno a 2.000–2.600 dollari per kilowatt fuori dalla Cina e 600–1.200 dollari in Cina. Il prezzo dell’apparecchiatura non coincide con l’investimento complessivo: ingegneria, opere civili, connessione, compressione, imprevisti e finanziamento possono rappresentare una parte molto rilevante.

Durante l’esercizio domina spesso l’elettricità. Con un consumo di 55 kWh/kg, ogni aumento di 10 euro per megawattora aggiunge circa 0,55 euro al chilogrammo, prima degli altri costi. Il fattore di utilizzo crea un compromesso: funzionare soltanto nelle ore più economiche riduce la spesa elettrica media, ma distribuisce l’investimento su meno chilogrammi; funzionare molte ore usa meglio l’impianto, ma può richiedere elettricità più costosa o con un profilo emissivo peggiore.

Nel modello armonizzato dell’European Hydrogen Observatory, i costi medi europei del 2024 erano circa 3,3 euro/kg per SMR, 4,1 per SMR con cattura e stoccaggio della CO_2, 7,4 per elettrolisi alimentata dalla rete e 6,7 per elettrolisi con rinnovabili dirette. Sono risultati modellati, non prezzi osservati in ogni contratto. Gas, elettricità, prezzo della CO_2, rendimento, costo del capitale e ore operative possono cambiare il risultato.

Anche un prezzo alla produzione è soltanto l’inizio. A 4 euro/kg, il contenuto chimico dell’idrogeno costa circa 12 centesimi per kWh sul PCI; compressione, stoccaggio, trasporto e conversione finale aumentano il costo del servizio. Un incentivo per chilogrammo, un contributo all’investimento e un contratto di acquisto risolvono problemi diversi. Nel 2024 gli accordi di acquisto, o offtake, per idrogeno a basse emissioni coprivano circa 1,7 milioni di tonnellate l’anno, meno dei 2,4 milioni del 2023, e soltanto un quinto era costituito da accordi fermi. La capacità annunciata non diventa finanziabile senza clienti disposti a pagare.

Il confronto economico deve fermarsi allo stesso servizio. Un euro per chilogrammo non si confronta direttamente con un euro per megawattora, e il costo del combustibile non coincide con quello del calore, del movimento o

dell'elettricità ottenuti. Un utilizzatore industriale può inoltre attribuire valore alla riduzione delle emissioni, alla conformità normativa o alla sicurezza dell'approvvigionamento; un consumatore domestico può non ricevere gli stessi benefici. Sussidi e obblighi possono colmare il divario iniziale, ma distribuiscono costi tra bilanci pubblici, imprese e clienti: non cancellano le risorse necessarie.

Tra progetti annunciati e impianti operativi

Il portafoglio mondiale di progetti annunciati per la produzione a basse emissioni nel 2030 è sceso da 49 milioni di tonnellate annue nel rapporto IEA del 2024 a 37 milioni in quello del 2025, dopo cancellazioni e rinvii. Solo circa il 9% aveva raggiunto la decisione finale d'investimento. I progetti operativi, in costruzione o con decisione finale potrebbero superare 4 milioni di tonnellate annue entro il 2030; altri 6 milioni presentavano un potenziale elevato, ma dipendevano da politiche, domanda e infrastrutture.

Questi numeri non sono tre previsioni concorrenti. I 37 milioni misurano il portafoglio annunciato; gli oltre 4 milioni un insieme molto più avanzato; i 6 milioni aggiuntivi una possibilità condizionata. La differenza è una parte essenziale del mercato: autorizzazione, finanziamento, decisione d'investimento, cantiere e produzione sono tappe, non sinonimi.

Europa e Italia: un mercato ancora industriale

Nel perimetro dell'European Hydrogen Observatory, alla fine del 2024 erano operativi 487 impianti, con circa 11,20 milioni di tonnellate annue di capacità. La produzione stimata era 7,86 milioni di tonnellate e la domanda 7,87. Le raffinerie assorbivano il 58% e l'ammoniaca il 25%: insieme circa l'83%. L'idrogeno a basse emissioni restava inferiore allo 0,5% della domanda.

L'elettrolisi era ancora piccola rispetto a questo sistema: 121 progetti da almeno 0,5 MW, per 376,45 MW e circa 60.000 tonnellate annue di capacità produttiva. Altri 94 progetti in costruzione potevano aggiungere circa 2.840 MW fra 2025 e 2028, ma potenza in costruzione e produzione disponibile sono grandezze diverse.

Questa distanza influenza anche le politiche europee. Quote per i combustibili rinnovabili di origine non biologica, aste della Banca europea dell'idrogeno e progetti di interesse comune cercano di costruire contemporaneamente domanda, offerta e infrastrutture. Un'asta aggiudicata riduce parte del rischio economico, ma non produce subito idrogeno: restano autorizzazioni, connessione elettrica, acquisto delle apparecchiature, cantiere e contratto con l'utilizzatore. Valutare i programmi soltanto in euro assegnati o megawatt selezionati confonderebbe lo strumento con il risultato.

Per l'Italia non esiste nelle fonti pubbliche consultate una serie unica, recente e completa che separi produzione e consumo per processo e settore, né un inventario nazionale aggiornato degli elettrolizzatori realmente operativi. Raffinerie e chimica sono i principali utilizzatori; il Piano nazionale di ripresa e resilienza finanzia distretti territoriali dell'idrogeno, o Hydrogen Valley, produzione, filiera degli elettrolizzatori, industria e mobilità. Una dotazione finanziaria, tuttavia, non misura né spesa effettiva né idrogeno prodotto.

Anche gli obiettivi vanno legati al documento che li formula. Italia Domani indica circa 1 GW di elettrolisi entro il 2026 e 5 GW entro il 2030; la Strategia nazionale sull'idrogeno del 2024 usa un diverso riferimento di circa 3 GW al 2030. Non formano una sola traiettoria coerente e non descrivono la capacità operativa. Lo stesso vale per il SoutH2 Corridor e per i progetti di riconversione della rete Snam: partecipazione, proposta, autorizzazione, investimento e costruzione devono restare distinti.

Acqua, emissioni e materiali non scompaiono

La produzione fossile porta con sé CO_2 di processo e combustione, emissioni di metano lungo la filiera e consumi ausiliari. La cattura riduce le correnti intercettate, non annulla automaticamente il ciclo di vita. L'elettrolisi sposta gran parte dell'impatto verso la generazione elettrica e la costruzione degli impianti. Se usa elettricità rinnovabile aggiuntiva e ben correlata nel tempo, le emissioni operative possono essere molto basse; se assorbe un mix di rete ad alta intensità carbonica, il vantaggio può ridursi o scomparire.

L’acqua va valutata nel bacino e nella stagione in cui viene prelevata. Elettrolizzatori, impianti rinnovabili, linee, condotte, caverne e terminali occupano territorio e richiedono materiali. Le celle PEM e le celle a combustibile usano catalizzatori e componenti specifici; il problema non si risolve chiamando “verde” il prodotto, ma progettando approvvigionamento, durata, recupero e riciclo.

Anche l’idrogeno disperso merita attenzione. Non è un gas serra diretto come la CO_2, ma può modificare la chimica atmosferica e prolungare la permanenza del metano. L’entità dell’effetto dipende dalle perdite reali lungo produzione, compressione, trasporto e uso: un motivo ulteriore per misurarle invece di considerarle trascurabili per definizione.

Sicurezza: proprietà diverse, barriere diverse

L’idrogeno è infiammabile in aria in un intervallo ampio, circa dal 4 al 75% in volume, e in condizioni favorevoli richiede un’energia di ignizione molto bassa, intorno a 0,02 millijoule. Si disperde rapidamente all’aperto perché è leggero, ma può accumularsi sotto tetti e in spazi chiusi. La fiamma può essere poco visibile; le perdite richiedono sensori adatti e ventilazione progettata.

Pressioni di centinaia di bar aggiungono energia meccanica e rischio di getti; il liquido criogenico può provocare ustioni da freddo, infragilire materiali e generare grandi volumi di gas durante il riscaldamento. L’ammoniaca introduce tossicità e corrosività. Queste proprietà non permettono di classificare l’idrogeno come genericamente più sicuro o più pericoloso di ogni altro combustibile. Il rischio dipende da quantità, confinamento, pressione, sorgenti di innesco, distanze, manutenzione, addestramento e risposta alle emergenze.

Per lavoratori e comunità contano quindi rilevazione, ventilazione, compatibilità dei materiali, valvole di isolamento, sfoghi, separazioni, procedure e informazione. Manca un archivio mondiale omogeneo che consenta di calcolare un tasso di incidenti per chilogrammo prodotto; casi singoli possono insegnare meccanismi e barriere, ma non sostituiscono un denominatore comparabile.

Un vettore da usare dove il servizio giustifica la catena

L’idrogeno riunisce caratteristiche che sembrano contraddittorie. È leggero ma difficile da contenere; può essere prodotto dall’acqua ma richiede molta elettricità; non emette CO_2 quando viene ossidato, ma oggi nasce quasi tutto da combustibili fossili; può conservare energia a lungo, ma restituirla comporta perdite elevate. Nessuna di queste frasi, presa da sola, decide il suo ruolo.

La priorità più concreta è sostituire l’idrogeno fossile già consumato da raffinerie e industria chimica, e sviluppare gli usi in cui la molecola svolge una funzione che l’elettricità non può fornire direttamente con facilità. Siderurgia, carburanti sintetici, navigazione, calore industriale e accumulo stagionale possono offrire casi validi, ma con esigenze e bilanci molto diversi. Automobili, edifici e riconversione elettrica devono invece confrontarsi con alternative che evitano parte della catena.

Il futuro dell’idrogeno non dipenderà soltanto da quanti gigawatt verranno annunciati. Dipenderà dalle ore effettive di funzionamento, dall’origine dell’energia, dai clienti, dalle reti, dall’acqua, dai costi finanziari, dalle perdite e dalla capacità di gestire in sicurezza ogni passaggio. Solo quando produzione, infrastruttura e domanda procedono insieme una molecola promettente diventa un servizio energetico reale.

Fonti

International Energy Agency — Global Hydrogen Review 2025, Executive summary
https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025/executive-summary

International Energy Agency — Global Hydrogen Review 2025, Demand
https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025/demand

International Energy Agency — Global Hydrogen Review 2025, Production highlights
https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025/production-highlights-2

International Energy Agency — Global Hydrogen Review 2024, emissioni di idrogeno e derivati
https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024/ghg-emissions-of-hydrogen-and-its-derivatives

European Hydrogen Observatory — The European hydrogen market landscape, novembre 2025
https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/sites/default/files/2025-11/The%20European%20hydrogen%20market%20landscape_November%2025.pdf

Joint Research Centre — Water electrolysis and hydrogen in the European Union: 2025 status report
https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC144106

Commissione europea — Renewable Energy Directive III e quadro RFNBO
https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en

Commissione europea — European Hydrogen Bank
https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen/european-hydrogen-bank_en

U.S. Department of Energy — Hydrogen Storage
https://www.energy.gov/cmei/fuels/hydrogen-storage

U.S. Department of Energy — Hydrogen Program Record 24005, Clean Hydrogen Production Cost: PEM Electrolyzer
https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/24005-clean-hydrogen-production-cost-pem-electrolyzer.pdf

U.S. Department of Energy — Hydrogen Program Record 25003, Water Use in Hydrogen Production
https://www.energy.gov/documents/record-25003-water-use-hydrogen-production

National Institute of Standards and Technology — Compilation of Hydrogen Safety Data
https://www.nist.gov/system/files/documents/el/fire_research/R9302947.pdf

U.S. Department of Energy — Safe Use of Hydrogen
https://www.energy.gov/cmei/fuels/safe-use-hydrogen

European Hydrogen Backbone — Iniziativa e mappe infrastrutturali
https://ehb.eu/

MASE — PNRR, energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile
https://www.mase.gov.it/portale/componente-2-m2c2-energia-rinnovabile-idrogeno-rete-e-mobilit%C3%A0-sostenibile

Italia Domani — Investimenti per l'idrogeno
https://www.italiadomani.gov.it/en/Interventi/investimenti/idrogeno.html

MASE — Strategia nazionale sull'idrogeno
https://www.mase.gov.it/portale/documents/d/guest/strategia-nazionale-idrogeno-pdf

Snam — Hydrogen and SoutH2 Corridor
https://www.snam.it/en/what-we-do/hydrogen.html

Ocko e Hamburg — Climate consequences of hydrogen emissions
https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/38380838/

H2Tools — Hydrogen safety best practices and training
https://h2tools.org/

U.S. Geological Survey — Model predictions of global geologic hydrogen resources
https://www.science.org/doi/10.1126/sciadv.ado0955

U.S. Geological Survey — Prima mappa delle aree favorevoli all'idrogeno geologico negli Stati Uniti
https://www.usgs.gov/news/national-news-release/usgs-releases-first-ever-map-potential-geologic-hydrogen-us

Maiga et al. — Characterization of the spontaneously recharging natural hydrogen reservoirs of Bourakébougou in Mali
https://www.nature.com/articles/s41598-023-38977-y

03.25 — Dove si consuma l’energia

Il quadro mondiale della domanda finale

Nel 2024 il consumo finale mondiale ha superato 450 exajoule, indicati con la sigla EJ. Quasi il 40% è stato assorbito dall’industria, circa il 30% dai trasporti e circa il 30% dagli edifici, secondo le pagine di Energy Efficiency 2025 che l’Agenzia internazionale dell’energia dedica ai tre settori. Queste quote collocano subito la scala del problema: gran parte dell’energia consegnata agli utilizzatori serve a produrre beni, muovere persone e merci e far funzionare abitazioni e servizi.

Joule e gigawatt misurano cose diverse: il primo una quantità di energia, il secondo una potenza. Per confrontarli serve il tempo: 450 EJ consumati in un anno equivalgono a una potenza di circa 14.300 gigawatt mantenuta senza interruzioni per tutto l’anno. Le percentuali sono arrotondate e indicano il peso dei grandi settori, non un bilancio da sommare al decimale. Agricoltura e altri usi completano il quadro; parte dei consumi dei servizi rientra negli edifici.

Il confronto cambia però secondo la grandezza scelta. L’energia primaria misura le fonti prima delle trasformazioni; l’energia finale quella consegnata a famiglie e imprese; l’energia utile il servizio ottenuto dopo le perdite dell’apparecchio. Anche il confine dei settori conta: l’elettricità usata da una raffineria, i carburanti dei voli internazionali e il gas impiegato come materia prima possono essere classificati diversamente. Le quote che seguono vanno quindi lette insieme al loro perimetro.

Prima della fabbrica: primaria, finale e utile

L’energia primaria è quella contenuta nelle fonti prima della trasformazione: petrolio greggio, gas naturale, carbone, uranio, biomassa, radiazione solare, vento, acqua e calore geotermico. L’energia finale è quella che arriva all’utilizzatore dopo estrazione, trasformazione e distribuzione: elettricità, gas, prodotti petroliferi, carbone, biomassa o calore acquistato.

Una famiglia che usa elettricità per illuminare una stanza sta consumando energia finale. Prima che quella luce si accenda, però, può esserci stata energia primaria impiegata in una centrale, una rete e altri impianti. Il rapporto fra i due valori dipende dal modo in cui l’elettricità è stata prodotta e dalla convenzione statistica adottata. Non è quindi corretto sommare senza spiegazioni un dato di elettricità finale con un dato di energia primaria.

Anche l’unità scelta orienta la lettura. Un petajoule, o PJ, è un millesimo di exajoule e serve spesso per descrivere variazioni o consumi intermedi. Un terawattora, o TWh, misura invece un’energia elettrica; 1 TWh equivale a 3,6 PJ. Una tonnellata equivalente di petrolio, o tep, è un’unità convenzionale: un milione di tep forma un Mtep. Queste conversioni rendono confrontabili gas, petrolio ed elettricità, ma non trasformano un consumo elettrico in consumo energetico totale.

Il denominatore può essere il territorio, il settore, l’abitante, il prodotto o il servizio. Il consumo assoluto dice quanta energia è stata usata; il consumo per abitante distribuisce quella quantità sulla popolazione; l’intensità industriale può rapportarla al valore aggiunto o alla produzione fisica. Un Paese può ridurre i consumi per unità di prodotto e aumentare comunque i consumi totali se produce più acciaio, più cemento o più beni.

L’energia utile è ancora un’altra cosa. Il gas consegnato a una caldaia è energia finale; il calore che arriva effettivamente nell’ambiente è energia utile. L’elettricità consegnata a un motore è energia finale; il movimento dell’albero è il servizio ottenuto. Una parte dell’energia si perde nell’apparecchiatura, ma il consumo finale resta il vettore consegnato all’utente. Per questo una riduzione dell’energia finale per unità di servizio può indicare un miglioramento, mentre una riduzione del consumo assoluto può dipendere anche da una produzione più bassa o da un inverno più mite.

Il termine “uso energetico” serve a delimitare ulteriormente il conto. Il gas bruciato in un forno produce calore e rientra nell’uso energetico. Il gas impiegato come materia prima per produrre una sostanza chimica non viene utilizzato principalmente per fornire calore o movimento: è un uso non energetico, o feedstock. Lo stesso vale per alcuni prodotti petroliferi che

entrano in lubrificanti, bitumi o altri materiali. Il dataset Eurostat sul consumo finale per uso energetico esclude queste materie prime.

Anche le perdite hanno una collocazione precisa. L’energia persa nella trasformazione, nella produzione elettrica o nella rete non viene attribuita alla famiglia che usa il servizio finale. Allo stesso modo, l’elettricità consumata da una raffineria, da una centrale o da un impianto di estrazione appartiene al settore energetico e non coincide con il consumo finale dell’industria manifatturiera. Se questi flussi vengono sommati due volte, la domanda appare più alta di quanto sia nel perimetro scelto.

Tre grandi mondi: industria, trasporti, edifici

L’industria è il maggiore blocco della domanda mondiale. La pagina IEA dedicata all’industria indica che nel 2024 il settore ha rappresentato quasi il 40% del consumo finale mondiale, in un totale superiore a 450 EJ. Dentro questo numero convivono calore di processo, elettricità per motori e macchine, trasformazione dei materiali e funzionamento degli impianti.

Acciaio, chimica e petrolchimica, cemento e altri minerali non metallici, metalli non ferrosi, carta e cellulosa e alcuni comparti alimentari concentrano grandi quantità di energia. Non sono però sinonimi dell’intera industria. Una fabbrica di macchinari, un impianto alimentare e una raffineria hanno profili diversi; una miniera, una centrale e una raffineria possono appartenere al settore energetico o a categorie differenti dalla manifattura. Il dato industriale serve a misurare il blocco della domanda, non a duplicare il consumo proprio delle attività che forniscono o trasformano l’energia. La classificazione è importante anche per i servizi: un ospedale non viene trasferito nell’industria perché possiede grandi apparecchiature, e lo stesso vale per un edificio che ospita molti server. Il settore descrive l’attività economica o istituzionale a cui il consumo è assegnato, non il tipo di apparecchio che lo utilizza.

La domanda industriale dipende inoltre dal ciclo economico. Quando diminuisce la produzione di materiali di base, il consumo può scendere rapidamente; quando una fase viene trasferita in un altro Paese, il consumo territoriale cambia anche se la domanda dei beni rimane. Per leggere

correttamente il dato servono dunque almeno due prospettive: il flusso assoluto registrato nel territorio e l’energia per unità di prodotto o valore aggiunto.

Anche i vettori cambiano. L’elettricità alimenta motori, automazione e alcuni forni. Gas, carbone e prodotti petroliferi possono fornire calore ad alta temperatura. Un combustibile può inoltre essere bruciato oppure diventare materia prima: le due destinazioni devono restare separate. La stessa quantità di gas non descrive lo stesso uso se finisce in un forno o in una reazione chimica.

I trasporti rappresentano circa il 30% della domanda energetica mondiale nel 2024 secondo la pagina IEA dedicata al settore. Il petrolio e i suoi prodotti restano il vettore dominante. La strada assorbe la parte più importante della domanda dei trasporti domestici; aviazione, navigazione e ferrovia hanno profili diversi e non possono essere descritti con la sola esperienza dell’automobile.

La geografia statistica diventa delicata quando entrano in gioco i bunker internazionali, il termine con cui la statistica energetica indica i rifornimenti a navi e aerei impiegati su rotte estere. Il carburante consegnato a un aeroporto o a una nave può essere separato dal consumo territoriale del Paese che lo rifornisce e contabilizzato in questa categoria. Un dataset che lo include nei trasporti e uno che lo esclude possono quindi produrre valori diversi senza descrivere un cambiamento reale della mobilità.

L’elettrificazione cambia il vettore ma non cancella il servizio. Un’auto elettrica consuma elettricità invece di benzina o gasolio; il servizio resta lo spostamento di persone. Se il consumo per chilometro diminuisce, la domanda finale per unità di mobilità può ridursi, ma la domanda complessiva dipende anche da quanti chilometri vengono percorsi, dal peso dei veicoli e dal volume di merci trasportate.

Gli edifici rappresentano circa il 30% della domanda energetica mondiale nel 2024. In questa categoria la IEA comprende residenziale e commerciale/pubblico: circa il 70% della domanda degli edifici appartiene alle abitazioni e circa il 30% agli edifici commerciali e pubblici. Questa distinzione

mondiale è diversa da quella Eurostat, che separa direttamente famiglie e servizi.

Gli edifici usano energia per riscaldamento, acqua calda, cucina, raffrescamento, illuminazione, elettrodomestici e apparecchiature. Negli uffici, negli ospedali, nelle scuole, negli alberghi e nei negozi si aggiungono servizi che hanno orari, superfici e profili di carico differenti. Il clima modifica il riscaldamento e il raffrescamento; il reddito modifica la dotazione di apparecchi; la superficie e il tipo di edificio modificano la quantità di energia necessaria per ottenere condizioni interne simili. Il consumo per abitante e il consumo per metro quadrato rispondono quindi a domande diverse dal consumo totale. Un’abitazione più grande può consumare più energia anche con apparecchi efficienti; un edificio più piccolo può richiedere più energia se è mal isolato o si trova in un clima più severo. Nei servizi il calendario di apertura e la presenza di apparecchiature possono contare quanto la superficie. La cifra aggregata mostra la scala, mentre le intensità aiutano a interpretare il motivo della variazione.

L’Unione europea: 872,3 Mtep di usi energetici

Per l’Unione europea a 27 Stati, il quadro settoriale dettagliato utilizza Eurostat e l’anno 2023. In quell’anno l’UE-27 ha consumato circa 872,3 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio, o Mtep, di energia finale per usi energetici. La Mtep è l’unità convenzionale con cui Eurostat somma e confronta fonti diverse, dall’elettricità ai combustibili. Il totale equivale a circa 10.145 TWh nell’intero anno, ossia a una potenza media di circa 1.158 GW mantenuta senza interruzioni per dodici mesi.

I trasporti sono la componente più grande, con circa 279,9 Mtep, pari al 32,1% del totale. Seguono le famiglie, con circa 228,5 Mtep e il 26,2%, e l’industria, con circa 215,1 Mtep e il 24,7%. I servizi commerciali e pubblici rappresentano circa 116,7 Mtep, il 13,4%. Agricoltura e silvicoltura valgono circa 26,6 Mtep, il 3,0%; restano altre voci non separate per circa lo 0,6%.

La somma delle quote principali è utile perché mostra una struttura precisa: nell’UE-27 i trasporti superano industria e famiglie, mentre nell’aggregato

mondiale IEA l’industria è la quota maggiore. Ma non si tratta di una graduatoria costruita sullo stesso anno e sullo stesso perimetro. Il mondo IEA è riferito al 2024 e usa quote arrotondate; il dettaglio europeo è riferito al 2023 ed esclude esplicitamente gli usi non energetici, i consumi propri del settore energetico, le perdite di trasformazione e distribuzione, l’aviazione internazionale e i bunker marittimi internazionali.

Queste esclusioni hanno un effetto concreto. Il gas trasformato in materia prima chimica non entra nel consumo finale energetico Eurostat. L’elettricità persa prima di arrivare all’utente non viene assegnata alla famiglia o al negozio. Il carburante per l’aviazione internazionale e la navigazione internazionale non viene aggiunto automaticamente al consumo finale territoriale. Il totale di 872,3 Mtep è quindi una misura precisa di un perimetro preciso, non un contenitore indistinto di ogni flusso energetico collegato all’economia europea.

Il valore dell’agricoltura e silvicoltura è anch’esso una voce diretta. In una serra il consumo può concentrarsi su illuminazione, calore e ventilazione; in un’azienda cerealicola sui carburanti per le macchine; in un allevamento su pompe, ventilazione, mungitura e refrigerazione. Aggregare questi casi è necessario per il bilancio, ma non deve farli apparire come un unico processo con una sola soluzione tecnica. Il residuo dello 0,6% non viene attribuito interamente alla pesca né all’agricoltura: è una differenza aritmetica fra il totale e le voci estratte nel filtro utilizzato.

L’Italia: più trasporti, meno industria

Nello stesso perimetro Eurostat, l’Italia nel 2023 ha consumato circa 106,2 Mtep di energia finale per uso energetico. Corrispondono a circa 1.235 TWh nell’intero anno, equivalenti a una potenza media di circa 141 GW mantenuta per dodici mesi. I trasporti rappresentano circa 37,1 Mtep, il 35,0% del totale. Le famiglie pesano per circa 26,5 Mtep, il 25,0%; i servizi commerciali e pubblici per circa 16,6 Mtep, il 15,6%; l’industria per circa 22,7 Mtep, il 21,4%.

Agricoltura e silvicoltura raggiungono circa 2,8 Mtep, il 2,6%. Altre voci non separate valgono circa 0,3%. Anche qui il residuo non viene chiamato automaticamente pesca o agricoltura. La percentuale dei trasporti è più alta di

quella dell’UE-27, mentre la quota industriale è più bassa. Le famiglie hanno un peso simile e i servizi un peso leggermente maggiore.

Queste differenze descrivono la composizione della domanda, non una misura automatica di efficienza. Una maggiore quota dei trasporti può dipendere dalla mobilità stradale, dalla struttura urbana, dalla distribuzione delle merci e dalla composizione dell’economia. Una minore quota industriale può riflettere la struttura produttiva, la specializzazione dei settori e i confini territoriali delle catene di fornitura. Clima, reddito, superficie abitata e infrastrutture modificano a loro volta la domanda delle famiglie e dei servizi.

Nel perimetro appena descritto, 106,2 Mtep divisi per circa 59 milioni di abitanti equivalgono a circa 1,80 tonnellate equivalenti di petrolio, o tep, per abitante. La tep è la stessa unità convenzionale della Mtep, ma riferita a una singola tonnellata equivalente di petrolio. Un valore pro capite costruito su un aggregato più ampio del bilancio energetico non sarebbe direttamente confrontabile con questo dato finale. Il Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica, o MASE, indica inoltre che i prodotti petroliferi rappresentano circa il 91% dei consumi finali italiani dei trasporti. È una quota nazionale del settore trasporti, non una quota mondiale e non una quota dell’intera domanda energetica italiana.

L’ENEA, Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l’energia e lo sviluppo economico sostenibile, ha stimato per il 2023 il settore civile — residenziale più terziario — intorno al 39% della domanda finale italiana. È un aggregato di analisi nazionale, utile per descrivere la scala del comparto civile, ma non sostituisce le due categorie Eurostat di famiglie e servizi. Un singolo valore può dunque essere corretto in più fonti e avere comunque un diverso denominatore.

L’elettricità vista da Terna

Il bilancio Eurostat comprende tutti i vettori energetici finali del perimetro scelto. Terna osserva invece un sottoinsieme: la sola elettricità. Nel 2024 i consumi elettrici italiani sono stati 292,7 terawattora, o TWh. Il terawattora è

un miliardo di kilowattora e misura energia elettrica, non energia finale complessiva.

La ripartizione settoriale Terna indica circa 124,8 TWh per l’industria, 95,8 TWh per i servizi e il terziario, 65,4 TWh per il domestico e 6,7 TWh per l’agricoltura. Le quattro categorie raggiungono il totale dopo l’arrotondamento. Il valore domestico indicato qui appartiene alla tavola settoriale Terna e resta distinto dal consumo energetico complessivo delle famiglie.

Il confronto fra 292,7 TWh e 106,2 Mtep non è un confronto fra due stime della stessa cosa. I TWh Terna comprendono soltanto l’elettricità consumata; i Mtep Eurostat comprendono elettricità, gas, prodotti petroliferi, carbone, biomassa e altri vettori del consumo finale per uso energetico. Un’industria può quindi avere una quota importante nei consumi elettrici e una quota diversa nel consumo energetico complessivo, perché usa anche combustibili diretti.

La distinzione è fondamentale per l’elettrificazione. Se un servizio passa dal gas all’elettricità, la quota elettrica aumenta; ciò non dice da solo se il consumo finale totale aumenta o diminuisce. Dipende dall’efficienza del nuovo dispositivo, dal numero di servizi richiesti e dal modo in cui l’elettricità viene prodotta. La quota di elettricità non è inoltre la quota di rinnovabili: un kilowattora può essere prodotto da fonti diverse. Ne segue che elettrificazione e decarbonizzazione sono collegate ma non identiche. L’elettrificazione cambia il punto in cui il consumo viene registrato e può migliorare il rendimento del servizio; il risultato climatico dipende anche dal mix di produzione elettrica e dalle perdite lungo la catena. Per la stessa ragione, un aumento dei TWh elettrici non indica da solo un aumento della domanda complessiva: può sostituire un combustibile diretto e ridurre l’energia necessaria per ottenere il servizio, oppure aggiungersi a nuovi usi come raffrescamento, mobilità e calcolo.

Dieci anni di domanda: caduta, recupero e differenze

La serie Eurostat omogenea dal 2013 al 2024 permette di separare un andamento di lungo periodo da uno shock. Nel 2024 il consumo finale per uso energetico era inferiore al 2013 del 6,0% nell’UE-27 e del 5,6% in Italia. La

riduzione non è stata lineare e non può essere attribuita automaticamente all’efficienza.

Fra il 2019 e il 2020 il consumo è diminuito del **5,6%** nell’UE-27 e dell’**8,9%** in Italia. Il 2020 è stato un anno eccezionale per mobilità, attività produttive e uso degli edifici: leggerlo come una normale tendenza porterebbe a una conclusione sbagliata. Nel 2023 il totale restava sotto il 2019 del **7,1%** nell’UE-27 e del **6,2%** in Italia. Nel 2024 è comparso un recupero lieve rispetto al 2023: più **0,6%** nell’UE-27 e più **1,4%** in Italia.

La serie settoriale mostra perché il totale deve essere accompagnato da una lettura per attività. Nel 2020 i trasporti furono direttamente esposti alla riduzione degli spostamenti, mentre abitazioni e servizi seguirono regole diverse. Nel 2023 e nel 2024 i trasporti hanno recuperato parte della domanda, ma l’industria europea è rimasta sotto il livello del 2019. In Italia il recupero dei trasporti è stato più visibile, coerentemente con il loro peso già elevato nel bilancio nazionale.

Famiglie, servizi e industria non reagiscono nello stesso modo. Le famiglie risentono del clima e delle abitudini domestiche; gli uffici, i negozi e gli edifici pubblici dipendono da orari di apertura, superfici utilizzate e presenza di apparecchiature; l’industria dai volumi e dalla composizione della produzione. Un inverno mite può ridurre il consumo residenziale senza che l’edificio sia stato riqualificato, mentre un calo dell’attività industriale può ridurre gas ed elettricità senza diminuire l’energia necessaria per unità di prodotto. La serie rende visibili questi cambiamenti di settore, lasciando alla spiegazione economica e fisica il compito di interpretarli.

La distanza fra il 2019 e il 2024 mostra che il recupero non ha riportato il consumo ai livelli precedenti. Nell’UE-27 il totale resta più basso di circa 61,3 Mtep, mentre in Italia resta più basso di circa 5,4 Mtep. Una riduzione del totale è un fatto osservato; per ricostruirne le cause occorre separare attività, struttura, clima, prezzi e intensità energetica. Queste differenze aiutano a non scambiare un rimbalzo annuale per un completo ripristino della domanda.

Anche lo spostamento di una fase industriale all’estero può ridurre il consumo territoriale senza ridurre l’energia necessaria a produrre i beni: quell’energia

viene usata altrove. Il bilancio nazionale misura ciò che avviene nel territorio, non tutta l’energia nascosta nei beni importati. Questa differenza è particolarmente importante per le economie aperte: una quota di industria può diminuire perché cambiano le importazioni, mentre i consumi domestici e dei servizi restano elevati. Il risultato non autorizza a dire che l’economia abbia eliminato il bisogno di energia; indica soltanto che una parte del bisogno viene soddisfatta da attività localizzate altrove.

Anche la scala geografica modifica la lettura. Un consumo medio nazionale può nascondere distretti industriali energivori, grandi nodi logistici o aree con riscaldamento più intenso. La stessa quantità annua distribuita in modo uniforme sulla rete non produce le stesse esigenze di connessione di una quantità concentrata in pochi poli. Il bilancio settoriale e la geografia dei carichi devono quindi restare distinti, ma possono essere letti insieme.

Agricoltura, cibo e territorio

Nel bilancio diretto, l’agricoltura usa carburanti per trattori e macchine, elettricità per pompe, combustibili per serre, energia per essiccazione, impianti degli allevamenti e refrigerazione interna. La stessa famiglia statistica può comprendere silvicoltura e attività collegate; la pesca può essere presente in classificazioni più ampie, ma nel filtro Eurostat utilizzato per il confronto non compare come riga separata.

Questa voce non è l’energia dell’intero sistema alimentare. Per arrivare al cibo acquistato in un negozio servono anche fertilizzanti, prodotti chimici, industria alimentare, trasporto, refrigerazione commerciale, distribuzione, ristorazione e cucina domestica. Sommare tutte queste fasi alla voce agricola produrrebbe una doppia contabilizzazione, perché molte sono già assegnate ad altri settori.

Il consumo diretto agricolo può essere piccolo rispetto a industria, trasporti e famiglie e tuttavia essere decisivo per una specifica filiera o area rurale. Per questo si possono calcolare indicatori per ettaro, tonnellata di prodotto o valore della produzione, ma questi indicatori misurano intensità diverse e non sostituiscono il consumo assoluto.

Datacenter: pochi sul totale, importanti sulla rete

I datacenter sono edifici o complessi che ospitano server, sistemi di archiviazione e le apparecchiature necessarie ad alimentarli e raffreddarli. Consumano quasi esclusivamente elettricità nel punto di utilizzo e appartengono statisticamente soprattutto ai servizi. L’IEA stima che nel 2024 abbiano consumato circa 415 TWh nel mondo, pari a circa l’1,5% della domanda elettrica mondiale. Nel suo scenario di riferimento, il consumo sale a circa 945 TWh nel 2030, poco meno del 3% della domanda elettrica mondiale.

Il primo valore è una stima; il secondo è una proiezione. Non sono due osservazioni dello stesso tipo. Il raddoppio previsto è rilevante, ma la quota mondiale resta limitata rispetto alla domanda elettrica complessiva. La media globale, però, non descrive il problema locale. Un singolo datacenter può concentrarsi vicino a una sottostazione e richiedere una connessione molto grande rispetto al carico ordinario della zona.

TWh annui, megawatt di connessione e potenza di picco non sono la stessa grandezza. I TWh indicano quanta energia viene consumata nel corso dell’anno; i megawatt indicano una potenza istantanea o una capacità di connessione. Un carico più flessibile può avere un profilo diverso da un carico continuo; la rete deve comunque essere dimensionata per i momenti di maggiore richiesta e per la sicurezza del sistema.

La crescita del calcolo e dei server ad alte prestazioni può aumentare la densità elettrica per superficie. Un carico locale di grandi dimensioni può richiedere nuova capacità di connessione anche quando la media annuale nazionale sembra contenuta. La pianificazione deve quindi considerare tempi di connessione, capacità disponibile, raffreddamento e picchi; la sola percentuale sul totale mondiale non basta per valutare l’impatto su una rete regionale. Ma il consumo dei datacenter non va aggiunto a quello dei servizi: ne è già una parte. La sua utilità consiste nel mostrare come una sottocategoria ancora piccola a scala mondiale possa creare pressioni concentrate su generazione, connessioni, raffreddamento e rete locale.

La domanda finale: chi riceve il servizio

Guardare il sistema energetico dal lato della domanda significa smettere di considerare l’energia come un numero unico. L’industria la usa per trasformare materiali e produrre beni; i trasporti per muovere persone e merci; le famiglie per abitare, cucinare, riscaldare, raffrescare e usare apparecchi; i servizi per mantenere aperti uffici, scuole, ospedali, negozi e alberghi; l’agricoltura per far funzionare macchine, pompe, serre e impianti; i datacenter per calcolo, memoria e comunicazione.

Nel mondo IEA 2024, oltre 450 EJ si distribuiscono soprattutto fra industria, trasporti ed edifici. Nell’UE-27 e in Italia, il dettaglio Eurostat 2023 mostra una struttura diversa: i trasporti pesano più dell’industria, e in Italia il loro peso è ancora maggiore. Il quadro elettrico Terna aggiunge un’altra prospettiva, limitata al vettore elettrico ma utile per capire l’elettrificazione e la pressione sui servizi e sulle reti.

Le differenze fra i settori non si spiegano con una sola causa. Produzione, mobilità, clima, reddito, infrastrutture, superficie degli edifici e commercio internazionale spostano la domanda. Il consumo territoriale racconta dove l’energia viene utilizzata; l’energia incorporata racconta anche dove è stata utilizzata per produrre ciò che viene importato. Sono due domande diverse.

La sintesi è quindi quantitativa e concreta. Nel 2024 l’industria ha mantenuto la quota mondiale maggiore, quasi il 40%; trasporti ed edifici sono rimasti intorno al 30% ciascuno. Nel 2023 l’UE-27 ha consumato circa 872,3 Mtep per usi energetici e l’Italia circa 106,2 Mtep, con trasporti rispettivamente al 32,1% e al 35,0%. Fra 2013 e 2024 i totali sono diminuiti, ma il 2020 ha introdotto uno shock e il 2024 solo un recupero parziale. I datacenter mostrano infine che una quota globale dell’1,5% può avere conseguenze locali molto più grandi.

Capire dove si consuma l’energia non significa soltanto ordinare sempre i settori dal più grande al più piccolo. Significa collegare ogni quantità al servizio che rende possibile, al territorio in cui viene registrata e al denominatore con cui viene confrontata. Solo così il bilancio della domanda diventa leggibile: non

una somma astratta di combustibili, ma la mappa concreta delle attività che fanno funzionare l’economia e la vita quotidiana.

Fonti

International Energy Agency, *Energy Efficiency 2025 — Industry*.
https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2025/industry

International Energy Agency, *Energy Efficiency 2025 — Transport*.
https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2025/transport

International Energy Agency, *Energy Efficiency 2025 — Buildings*.
https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2025/buildings

International Energy Agency, *Energy and AI — Energy demand from AI and data centres*.
https://www.iea.org/reports/energy-and-ai/energy-demand-from-ai

Eurostat, API dataset TEN00124, *Final energy consumption by sector*, UE-27 e Italia 2023.
https://ec.europa.eu/eurostat/api/dissemination/statistics/1.0/data/ten00124?geo=EU27_2020&geo=IT&time=2023

Eurostat, API dataset NRG_BAL_C, serie UE-27 e Italia 2013, 2019, 2020, 2023 e 2024.
https://ec.europa.eu/eurostat/api/dissemination/statistics/1.0/data/nrg_bal_c?geo=EU27_2020&geo=IT&time=2013&time=2019&time=2020&time=2023&time=2024&unit=KTOE&siec=TOTAL&nrg_bal=FC_E&nrg_bal=FC_IND_E&nrg_bal=FC_TRA_E&nrg_bal=FC_OTH_CP_E&nrg_bal=FC_OTH_HH_E

Eurostat, API dataset NRG_BAL_C, agricoltura e silvicoltura.
https://ec.europa.eu/eurostat/api/dissemination/statistics/1.0/data/nrg_bal_c?geo=EU27_2020&geo=IT&time=2013&time=2019&time=2020&time=2023&time=2024&unit=KTOE&siec=TOTAL&nrg_bal=FC_OTH_AF_E

Terna, *Pubblicazioni statistiche del sistema elettrico*.
https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche

Terna, portale dati sui consumi di energia elettrica per settore. https://dati.terna.it/fabbisogno/dati-statistici#consumi/energia-elettrica-settore

Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica, *Relazione sulla situazione energetica nel 2023*. https://www.mase.gov.it/portale/documents/d/guest/relazione-situazione-energetica-nazionale_-2023-pdf

ENEA, *Analisi trimestrale del sistema energetico italiano — anno 2023*. https://www.pubblicazioni.enea.it/le-pubblicazioni-enea/analisi-trimestrale-del-sistema-energetico-italiano/fascicoli-2024/analisi-trimestrale-del-sistema-energetico-italiano-anno-2023.html

03.26 — Efficienza energetica

Fare lo stesso con meno

Un frigorifero acceso non attira l'attenzione. Sta in cucina, mantiene gli alimenti freddi e consuma elettricità giorno e notte. Se un modello nuovo svolge lo stesso compito usando la metà dell'energia, il servizio non cambia: il latte resta alla stessa temperatura, il volume disponibile è comparabile e l'apparecchio continua a funzionare per tutto l'anno. È questo il significato più semplice dell'efficienza energetica: ottenere lo stesso risultato con meno energia.

La distinzione sembra ovvia, ma scompare facilmente quando si osservano soltanto i consumi. Una famiglia che spegne il riscaldamento e vive in una casa fredda usa meno energia, ma non ha reso più efficiente l'edificio. Una fabbrica che produce la metà delle automobili consuma meno, ma non necessariamente usa meno energia per ciascuna automobile. Un treno vuoto può richiedere meno energia totale di uno pieno, pur trasportando ogni passeggero in modo peggiore. Per capire l'efficienza bisogna quindi conoscere non soltanto quanta energia entra, ma quale servizio esce.

Il servizio può essere una stanza riscaldata, un chilometro percorso, una tonnellata di acciaio, un ciclo di lavaggio o una certa quantità di luce. L'energia consumata ha senso soltanto in rapporto a quel risultato. Dire che un edificio usa 100 MWh all'anno non basta: occorre sapere quanto è grande, dove si trova, quante persone lo occupano e quale temperatura mantiene. Dire che un'automobile percorre 20 chilometri con un litro non dice quante persone trasporta. Lo stesso numero può descrivere un risultato eccellente oppure mediocre, secondo ciò che si mette al denominatore.

L'efficienza non è quindi una fonte nascosta né una macchina particolare. È una relazione fra energia e servizio. Può migliorare grazie a materiali migliori, motori con meno perdite, edifici isolati, controlli automatici, manutenzione o organizzazione del lavoro. Il vantaggio è concreto: se la domanda di energia diminuisce senza ridurre il servizio, servono meno combustibili, meno elettricità

e, spesso, meno infrastrutture. Ma il beneficio non nasce dalla parola “efficiente”. Deve essere dimostrato nel sistema reale.

La macchina e il sistema

Immaginiamo una pompa che spinge acqua attraverso una rete di tubazioni. Il motore può essere molto efficiente, ma la pompa potrebbe essere troppo grande, le valvole quasi chiuse e i tubi pieni di curve inutili. In quel caso una parte dell’elettricità viene trasformata in pressione che il sistema disperde deliberatamente. Sostituire il motore con un modello leggermente migliore riduce qualche perdita, ma lascia intatto il problema principale: l’impianto produce più pressione di quanta ne serva e poi la elimina.

Lo stesso accade in una casa. Una caldaia moderna non compensa finestre aperte, tubazioni non isolate o una regolazione che riscalda stanze vuote. Una lampada LED consuma poco, ma non risparmia nulla quando illumina un locale inutilizzato per tutta la notte. Un compressore efficiente continua a sprecare energia se la rete dell’aria compressa perde. L’apparecchio migliore può dunque vivere dentro un sistema inefficiente.

Questa è una delle idee più importanti del capitolo: l’efficienza di un componente e quella del sistema non coincidono. Il componente si giudica in condizioni definite; il sistema comprende dimensionamento, orari, manutenzione, distribuzione, comportamento e qualità del servizio. Spesso l’intervento più utile non è comprare una macchina nuova, ma correggere il modo in cui quella esistente viene utilizzata.

Un esempio industriale rende visibile la differenza. Un motore con rendimento del 90% che deve fornire 90 kW meccanici assorbe 100 kW elettrici. Portando il rendimento al 94%, l’assorbimento scende a circa 95,7 kW. In 4.000 ore di lavoro il risparmio teorico è poco più di 17 MWh. È un risultato reale. Ma se il motore aziona una pompa che lavora per metà del tempo contro una valvola quasi chiusa, la riduzione ottenibile correggendo portata e controllo può essere molto maggiore. Il numero scritto sulla targhetta racconta soltanto una parte della storia.

Per questo l'Agenzia internazionale dell'energia insiste sulla gestione, non soltanto sulla sostituzione degli apparecchi. Nell'industria, una migliore conoscenza dei flussi, dei carichi e degli orari può produrre risparmi rilevanti già nei primi anni. Non significa che ogni stabilimento possa ottenere automaticamente la stessa percentuale. Significa che misurare dove va l'energia spesso rivela sprechi che nessun catalogo di macchine può mostrare.

Una casa non consuma da sola

Negli edifici l'efficienza viene spesso raccontata attraverso l'isolamento. È corretto, ma incompleto. Una casa scambia calore attraverso pareti, tetto, pavimento, finestre e infiltrazioni d'aria. Il sole entra dalle superfici vetrate; persone ed elettrodomestici producono calore; la ventilazione rinnova l'aria ma porta con sé energia. L'edificio è un insieme di flussi, non un contenitore con un unico foro.

In inverno, isolare le superfici e ridurre gli spifferi permette di mantenere la stessa temperatura con meno calore. In estate, ombreggiare una finestra prima che il sole attraversi il vetro può evitare che quell'energia debba essere rimossa dal condizionatore. La posizione della schermatura conta: una tenda esterna intercetta la radiazione prima che entri, una interna agisce quando una parte del calore è già nella stanza. Un dettaglio architettonico può quindi ridurre per decenni il lavoro degli impianti.

Ma anche un edificio ben isolato può funzionare male. Se diventa più ermetico senza una ventilazione adeguata, possono aumentare umidità e inquinanti. Se la pompa di calore deve produrre acqua troppo calda, perde una parte del proprio vantaggio. Se il riscaldamento resta acceso quando nessuno è presente, l'energia continua a uscire lentamente attraverso un involucro migliore. Efficienza non significa accumulare interventi, ma farli lavorare insieme.

I numeri europei spiegano perché gli edifici siano centrali. Secondo la Commissione europea, circa l'85% del patrimonio dell'Unione è stato costruito prima del 2000, circa tre quarti presenta prestazioni energetiche scarse e il ritmo annuo di ristrutturazione è vicino all'1%. Gli edifici assorbono intorno al 40% dell'energia consumata nell'Unione. Non significa che ogni casa vecchia sia

inefficiente nello stesso modo, né che ogni ristrutturazione produca lo stesso risultato. Mostra però la scala del patrimonio che cambierà lentamente se si interviene soltanto quando un edificio viene demolito e ricostruito.

La bolletta, da sola, può ingannare. Dopo una riqualificazione il consumo potrebbe diminuire perché l'inverno è stato mite, oppure aumentare perché la famiglia ha finalmente riscaldato stanze che prima lasciava fredde. Nel secondo caso l'intervento ha migliorato comfort e salute, ma il risparmio osservato è inferiore a quello tecnico. Per giudicare il risultato bisogna confrontare condizioni simili: clima, superficie, occupazione, orari e temperatura interna. È meno spettacolare di una classe energetica, ma è il solo modo per distinguere l'efficienza dal caso.

Le piccole potenze che lavorano tutto l'anno

Un apparecchio domestico mostra un altro aspetto: una potenza modesta può diventare un grande consumo quando resta attiva a lungo. Un dispositivo da 2 W in standby usa circa 17,5 kWh in un anno. Da solo conta poco; moltiplicato per dieci apparecchi arriva a 175 kWh. Un frigorifero assorbe una potenza relativamente bassa, ma alterna accensioni e pause per 8.760 ore all'anno. Le ore trasformano i watt in energia.

Le etichette energetiche cercano di rendere visibile questa differenza. Confrontano prodotti della stessa categoria secondo prove standardizzate: frigoriferi con frigoriferi, lavatrici con lavatrici. Non prevedono esattamente la bolletta di ogni famiglia, perché l'uso reale cambia. Una lavatrice efficiente utilizzata cinquecento volte può consumare più di una meno efficiente usata cento volte. L'etichetta descrive l'apparecchio; il contatore registra l'apparecchio insieme alle abitudini.

La luce offre un esempio più immediato. Cento lampade da 60 W accese per 2.000 ore consumano 12.000 kWh. Sostituendole con LED da 10 W, il consumo scende a 2.000 kWh: 10.000 kWh evitati ogni anno. Se però le lampade restano accese soltanto 200 ore, il risparmio è dieci volte più piccolo. La tecnologia è identica, ma il valore economico dipende dall'uso. Conviene intervenire prima dove potenza e ore di funzionamento si moltiplicano.

Questo criterio evita un errore comune: sostituire in anticipo qualsiasi apparecchio soltanto perché ne esiste uno più efficiente. Produrre il nuovo modello richiede materiali, energia, trasporto e smaltimento del vecchio. Se l'apparecchio esistente viene usato raramente e ha ancora una lunga vita, il risparmio operativo può non compensare rapidamente il costo economico e ambientale della sostituzione. L'efficienza è una decisione sul ciclo di vita, non una corsa permanente all'ultima etichetta.

In Europa gli standard minimi eliminano gradualmente dal mercato i prodotti peggiori, mentre le etichette aiutano a confrontare quelli ammessi. L'IEA stima che gli apparecchi assorbano circa il 45% dell'elettricità consumata negli edifici. Migliorarli conta quindi molto, ma il risultato complessivo dipende anche dal numero di apparecchi posseduti. Un televisore più efficiente per centimetro di schermo può consumare più del precedente se lo schermo diventa molto più grande. Il progresso unitario e la crescita della dotazione possono procedere in direzioni opposte.

La fabbrica che impara a vedere l'energia

Nell'industria l'energia raramente entra in una sola macchina. Alimenta motori, pompe, ventilatori, compressori, forni, essiccatori, refrigerazione, vapore e processi chimici. Una perdita in un punto modifica il lavoro richiesto altrove. Pressione troppo alta, aria falsa in un forno, isolamento danneggiato o un filtro sporco possono aumentare i consumi senza cambiare la quantità prodotta.

L'aria compressa è un caso quasi didattico. L'elettricità aziona un compressore, l'aria viene pressurizzata, distribuita in tubazioni e infine utilizzata da un utensile. A ogni passaggio si perde energia, mentre le fughe continuano anche quando nessuno lavora. Una perdita che obbliga il compressore ad assorbire 5 kW per 6.000 ore spreca 30 MWh all'anno. Con elettricità a 0,15 euro per kWh, sono 4.500 euro. Qui il risparmio non richiede una tecnologia futuristica: richiede trovare il foro, ripararlo e verificare che il compressore riduca davvero il proprio assorbimento.

Il calore presenta problemi diversi. Un forno può scaricare fumi ancora molto caldi; un impianto può disperdere vapore o non recuperare la condensa; una

tubazione non isolata riscalda il locale invece del processo. Recuperare quel calore è utile soltanto se esiste un impiego compatibile per temperatura, distanza e orario. Un flusso disponibile d'estate non riscalda automaticamente un quartiere d'inverno. Servono scambiatori, tubi, pompe, accumulo e un utilizzatore. Anche l'energia apparentemente gratuita richiede un sistema.

Secondo l'IEA, l'industria rappresenta quasi il 40% della domanda energetica finale mondiale. Una parte molto grande è concentrata nei settori che trasformano materiali ad alta temperatura, come acciaio, cemento e chimica. In questi processi non basta installare qualche motore migliore: contano materie prime, riciclo, progettazione degli impianti e tecnologie produttive. Nelle attività meno energivore, invece, motori, aria compressa, vapore e controllo possono offrire interventi più rapidi. Parlare genericamente di "industria" nasconde quindi situazioni molto diverse.

Un sistema di gestione dell'energia serve prima di tutto a non perdere i risultati. Un filtro torna a sporcarsi, una perdita può riaprirsi, gli orari cambiano e una macchina viene regolata per aumentare la produzione. Il risparmio del primo anno non è un oggetto che rimane automaticamente al suo posto. Deve essere misurato, assegnato a qualcuno e mantenuto, come la qualità del prodotto o la sicurezza.

Il servizio conta più del veicolo

Nei trasporti il consumo viene spesso espresso per chilometro, ma un chilometro non è sempre lo stesso servizio. Un'automobile che usa 6 litri ogni 100 km con una sola persona consuma 6 litri per 100 passeggeri-chilometro. Un'auto che usa 7 litri ma trasporta quattro persone scende a 1,75 litri per la stessa quantità di trasporto. Il secondo veicolo consuma di più per chilometro, ma molto meno per persona trasportata.

Per le merci vale lo stesso principio. Un camion che percorre 100 km con 25 litri di carburante e trasporta 20 tonnellate usa 1,25 litri per 100 tonnellate-chilometro. Se viaggia mezzo vuoto, il consumo del motore cambia poco ma quello per tonnellata raddoppia. Riempire meglio i mezzi, evitare viaggi a vuoto

e organizzare i percorsi può migliorare l'efficienza del servizio senza modificare il motore.

Naturalmente anche il veicolo conta. Massa, aerodinamica, pneumatici, velocità e rendimento della catena di trazione modificano l'energia necessaria. Un motore elettrico trasforma in movimento una quota dell'energia maggiore di un motore a combustione e può recuperare parte dell'energia in frenata. Ma un'automobile più pesante richiede più energia per accelerare, e a velocità elevate la resistenza dell'aria cresce rapidamente. Un sistema efficiente non può ignorare la fisica del mezzo.

Il passaggio dal veicolo al servizio cambia anche le soluzioni possibili. Trasporto pubblico, bicicletta, condivisione, vicinanza tra casa e lavoro e maggiore riempimento non migliorano il rendimento del motore: riducono i veicoli o i chilometri necessari per soddisfare la domanda di mobilità. Sono scelte organizzative e territoriali. Se si misura soltanto il consumo di ogni automobile, una parte importante dell'efficienza del sistema rimane invisibile.

Quando il risparmio viene riutilizzato

Una tecnologia più efficiente rende spesso il servizio meno costoso. Questo è il suo vantaggio, ma può anche aumentarne l'uso. Se un'automobile passa da 6 a 4 litri per 100 km, percorrere la stessa distanza costa meno. Il proprietario potrebbe viaggiare di più, scegliere una casa più lontana o rinunciare meno spesso all'automobile. Una parte del risparmio tecnico viene così assorbita dalla crescita dei chilometri.

Il fenomeno è chiamato effetto rimbalzo. Non significa che l'efficienza sia inutile, né che il consumo debba sempre tornare al livello iniziale. Significa che il comportamento e il mercato reagiscono alla riduzione del costo. In una casa isolata, una famiglia che prima sopportava 17 °C potrebbe scegliere 20 °C. Consumerà forse meno di prima, ma risparmierà meno di quanto previsto ipotizzando la stessa temperatura. In questo caso una parte del beneficio diventa comfort, non scompare nel nulla.

Una metanalisi pubblicata nel 2025 ha raccolto 43 studi e 1.118 stime sui consumi delle famiglie. Il rimbalzo medio complessivo risultava compreso fra il 41% e il 52%, con differenze ampie fra servizi, dati e metodi. Il numero non può essere applicato automaticamente a una fabbrica, a un Paese o a ogni elettrodomestico. Mostra però che il comportamento non è un dettaglio trascurabile quando si trasformano risparmi teorici in previsioni reali.

Il paradosso di Jevons porta l'idea all'estremo: un uso più efficiente può allargare tanto il mercato da far crescere il consumo totale della risorsa. Nel XIX secolo Jevons osservò che macchine a vapore più efficienti rendevano il carbone conveniente per più impieghi. Non è una legge universale. Il risultato dipende da prezzi, redditi, limiti fisici, politiche e velocità di diffusione. Ma ricorda che il consumo totale è il prodotto di due movimenti: quanta energia serve per ogni servizio e quanti servizi vengono richiesti.

Per questo efficienza e sufficienza rispondono a domande diverse. La prima chiede come fornire un servizio con meno energia; la seconda chiede quale quantità di servizio sia utile o desiderabile. Un frigorifero efficiente non obbliga a comprarne due. Un'automobile che consuma meno non richiede di vivere più lontano. L'efficienza crea una possibilità tecnica; prezzi, regole e scelte determinano quanta parte diventa riduzione effettiva dei consumi.

Misurare un consumo che non è avvenuto

Il risparmio energetico ha una difficoltà particolare: non compare direttamente su un contatore. Il contatore misura ciò che è stato consumato dopo l'intervento. Per conoscere il risparmio bisogna stimare che cosa sarebbe accaduto senza quell'intervento. Questa situazione alternativa viene chiamata baseline.

Supponiamo che un edificio usi 100 MWh in un anno e 85 nell'anno successivo, dopo l'isolamento. La differenza è 15 MWh, ma non è ancora una prova. Il secondo inverno potrebbe essere stato più caldo, l'edificio meno occupato o alcune stanze potrebbero essere rimaste chiuse. Al contrario, un consumo rimasto a 100 MWh potrebbe nascondere un risparmio se l'edificio ha ospitato più persone o mantenuto temperature migliori.

Una valutazione credibile corregge almeno i fattori principali: clima, produzione, occupazione, orari e qualità del servizio. Nell'industria si può confrontare l'energia per tonnellata prodotta; negli edifici si possono usare temperatura esterna e superficie; nei trasporti passeggeri o tonnellate per chilometro. Nessun indicatore è perfetto, ma dichiarare il riferimento impedisce di chiamare efficienza qualsiasi diminuzione del consumo.

La verifica deve continuare anche dopo il collaudo. Una regolazione può essere disattivata, i sensori possono guastarsi, le persone possono cambiare abitudini. Un progetto che risparmia nel primo anno non conserva automaticamente la stessa prestazione nel quinto. Questo è il motivo per cui i contratti e i programmi pubblici definiscono metodi di misura: senza una baseline condivisa, il venditore dell'intervento e chi paga la bolletta potrebbero attribuire allo stesso progetto risultati molto diversi.

Misurare costa, e non ogni lampadina richiede un modello statistico. L'impegno deve essere proporzionato al valore dell'intervento e all'incertezza. Per un grande stabilimento può essere sensato installare contatori dedicati e seguire i carichi nel tempo; per un piccolo apparecchio bastano spesso consumi standard e ore d'uso. L'obiettivo non è produrre una precisione apparente, ma sapere abbastanza per decidere e correggere gli errori.

L'energia risparmiata e il denaro

Un intervento efficiente richiede quasi sempre di spendere prima per risparmiare dopo. Il confronto più immediato divide il costo iniziale per il risparmio annuo. Se un lavoro costa 10.000 euro e riduce la bolletta di 1.000 euro all'anno, il tempo di ritorno semplice è dieci anni. Il calcolo è utile per orientarsi, ma non dice tutto: nel frattempo cambiano prezzi dell'energia, manutenzione, prestazioni e valore del denaro. Soprattutto, dieci anni sono accettabili per una parete destinata a durarne cinquanta e molto meno per una macchina che dovrà essere sostituita dopo dodici.

La durata cambia quindi il significato del prezzo. Un isolamento ben posato può continuare a ridurre le dispersioni senza parti mobili; un sistema elettronico di controllo può diventare obsoleto o guastarsi. Una finestra nuova migliora

anche comfort acustico e temperatura delle superfici; un motore migliore produce un beneficio quasi esclusivamente durante le ore in cui gira. Due interventi con lo stesso risparmio annuo non hanno necessariamente lo stesso valore.

Anche il momento in cui si interviene conta. Sostituire una caldaia perfettamente funzionante soltanto per guadagnare pochi punti di rendimento può essere poco conveniente. Se la macchina è già alla fine della vita, scegliere il modello più adatto richiede invece soltanto di valutare il costo aggiuntivo rispetto a una sostituzione comunque necessaria. Molti miglioramenti diventano più economici quando coincidono con lavori programmati: isolare il tetto mentre si rifà la copertura, correggere le tubazioni durante il fermo di fabbrica, installare un controllo quando viene rinnovato l'impianto.

Il prezzo dell'energia modifica la decisione, ma non nello stesso modo per tutti. Una famiglia paga tariffe, imposte e quote fisse diverse da quelle di una grande industria. Un risparmio nelle ore di picco può valere più di uno ottenuto di notte. Un'impresa può dedurre costi e finanziare l'investimento; un inquilino potrebbe non voler pagare un isolamento che rimarrà al proprietario quando lascerà la casa. L'intervento tecnicamente migliore può quindi bloccarsi perché chi sostiene il costo non coincide con chi riceve il beneficio.

Gli incentivi cercano di superare questa distanza, ma devono scegliere che cosa premiare. Finanziare l'acquisto di un apparecchio è semplice; verificare il risparmio realmente ottenuto è più difficile. Un contributo può anticipare una sostituzione utile oppure pagare un acquisto che sarebbe avvenuto comunque. Può aiutare chi non dispone del capitale iniziale oppure favorire soprattutto chi avrebbe potuto investire senza sostegno. L'efficienza non è soltanto ingegneria: è anche accesso al credito, proprietà degli edifici, capacità amministrativa e fiducia nel risultato.

Questo spiega perché alcune occasioni apparentemente convenienti rimangano inutilizzate. Il risparmio può essere troppo piccolo per attirare l'attenzione, il fermo necessario può costare più dell'energia evitata, oppure nessuno possiede tutti i dati per assumersi la responsabilità della decisione. In un condominio devono accordarsi molte famiglie; in una fabbrica produzione e

manutenzione possono avere priorità diverse; in un ufficio chi decide l'acquisto potrebbe non vedere la bolletta. Il potenziale tecnico non si trasforma automaticamente in cantieri.

Consumare meno energia o chiedere meno potenza

Energia e potenza vengono spesso confuse. L'energia misura quanto si consuma nel tempo; la potenza indica quanto rapidamente la si richiede in un dato momento. Una casa può usare relativamente poca elettricità in un anno e creare comunque una punta elevata quando pompa di calore, forno, piano a induzione e ricarica dell'automobile funzionano insieme. La rete deve essere dimensionata per quel momento, non soltanto per la media annuale.

Immaginiamo un quartiere che raggiunge 10 MW per cinquanta ore all'anno e rimane molto più in basso per il resto del tempo. Un controllo che sposta alcune ricariche e limita per brevi periodi i carichi non essenziali potrebbe ridurre la punta di 1,5 MW. L'energia non prelevata durante le ore di picco sarebbe modesta: 75 MWh nell'arco delle cinquanta ore. Il valore per la rete potrebbe però essere grande se quei 1,5 MW permettessero di rinviare un nuovo trasformatore o una linea.

Questo intervento non è necessariamente efficienza. Se la stessa energia viene consumata qualche ora più tardi, si è ottenuta flessibilità: il servizio è stato spostato, non ridotto. Un accumulo fa qualcosa di simile caricandosi quando la domanda è bassa e restituendo energia quando è alta. Efficienza, flessibilità e accumulo possono collaborare, ma risolvono problemi diversi. Chiamarli tutti "risparmio" impedisce di capire quale risultato sia stato raggiunto.

Ridurre la punta può anche nascere da una vera maggiore efficienza. Un edificio che disperde meno calore richiede una pompa di calore più piccola; un motore ben dimensionato assorbe meno potenza durante la produzione; un sistema di refrigerazione efficiente lavora meno nelle ore calde. In questi casi diminuiscono sia energia sia potenza. È un doppio vantaggio, perché si riducono la bolletta e la capacità che la rete o l'impianto devono mettere a disposizione.

La distinzione è importante nella transizione elettrica. Riscaldamento, trasporti e parte dell'industria si spostano dai combustibili all'elettricità. Anche quando l'energia complessiva diminuisce grazie a tecnologie più efficienti, alcuni carichi possono concentrarsi nelle stesse ore. Coordinare ricarica, temperature e processi evita che ogni nuovo servizio richieda infrastrutture costruite per poche punte annuali. L'efficienza riduce la quantità; la flessibilità decide quando usarla.

Da dove conviene cominciare

Non esiste un ordine valido per ogni casa o fabbrica, ma esiste una domanda utile: dove si moltiplicano una potenza significativa, molte ore di funzionamento e una perdita evitabile? È lì che pochi interventi possono produrre gran parte del risultato. Una lampada quasi mai accesa viene dopo un compressore che perde giorno e notte; una parete piccola e già isolata viene dopo un tetto senza protezione; un motore efficiente viene dopo la verifica che la pompa sia necessaria e ben dimensionata.

Il primo passo è osservare il servizio. Quale temperatura serve? Quanta aria, acqua, luce o mobilità occorre? In quali ore? Senza questa domanda si rischia di rendere più efficiente qualcosa che non dovrebbe funzionare, oppure di ridurre il consumo peggiorando il risultato. Spegnere la ventilazione può far risparmiare elettricità e peggiorare l'aria; abbassare una pressione può essere utile finché l'utensile continua a lavorare correttamente. Il limite è definito dal servizio, non dal desiderio astratto di consumare meno.

Il secondo passo è eliminare gli sprechi evidenti: perdite, funzionamento a vuoto, temperature e pressioni eccessive, orari sbagliati, manutenzione trascurata. Sono interventi spesso poco costosi, ma non sempre semplici. Richiedono qualcuno che li cerchi, misuri il risultato e impedisca che ritornino. Solo dopo diventa più chiaro quali componenti debbano essere sostituiti e con quale dimensione.

Il terzo passo è guardare la durata. Un investimento importante ha senso dove il servizio continuerà a esistere abbastanza a lungo. Isolare un edificio destinato a essere usato per decenni è diverso dal perfezionare una linea produttiva

prossima alla chiusura. Ma aspettare troppo può essere altrettanto costoso: una macchina inefficiente che lavora ininterrottamente accumula ogni anno una nuova perdita. Decidere significa confrontare vita residua, ore di funzionamento e possibilità di intervenire insieme ad altri lavori.

Infine occorre tornare a misurare. Se il consumo non cambia come previsto, la risposta non è necessariamente che la tecnologia non funzioni. Potrebbero essere cresciuti produzione, comfort o ore d'uso; l'impianto potrebbe essere regolato male; il risparmio di un componente potrebbe essere nascosto da un nuovo carico. La misura serve a scoprire quale storia si è verificata. Senza questo ritorno, l'efficienza rimane una dichiarazione di progetto.

La scala del risultato

Nel 2024 l'IEA stimava che il miglioramento dell'intensità energetica primaria mondiale fosse vicino all'1%, dopo una media dell'1,8% annuo nel periodo 2010–2019. L'intensità confronta l'energia con la produzione economica: è un indicatore imperfetto, influenzato anche dalla struttura dell'economia, ma mostra che il progresso recente è stato più lento di quello necessario negli scenari internazionali. Nello stesso anno gli investimenti mondiali negli usi finali efficienti erano stimati in circa 660 miliardi di dollari e l'occupazione collegata sfiorava 10 milioni di persone.

L'Unione europea ha trasformato l'efficienza in obiettivi vincolanti. La direttiva europea sull'efficienza energetica (EED) prevede per il 2030 una riduzione di almeno l'11,7% del consumo finale rispetto alle proiezioni elaborate nel 2020, con un limite vincolante a livello dell'Unione di 763 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio per l'energia finale e un tetto indicativo di 992,5 milioni per quella primaria. Sono tetti costruiti rispetto a uno scenario, non una promessa che ogni cittadino o impresa riduca il proprio consumo della stessa percentuale.

In Italia, ENEA attribuisce alle misure monitorate fra il 2021 e il 2025 un risparmio cumulato di 5,08 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio, pari all'85% dell'obiettivo intermedio del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima. Il dato somma interventi e meccanismi diversi, calcolati rispetto alle

rispettive baseline. Non rappresenta un contatore nazionale dell'energia "mancante", ma permette di seguire l'avanzamento delle politiche con regole comuni.

Questi grandi numeri tornano infine al frigorifero, alla pompa e alla casa dell'inizio. L'efficienza nasce in milioni di decisioni concrete: scegliere la dimensione giusta, eliminare una perdita, isolare una parete, controllare gli orari, riempire un mezzo, mantenere una regolazione. Ogni intervento vale poco o molto secondo il servizio che conserva, le ore in cui lavora e il sistema in cui viene inserito.

La tecnologia migliore non è necessariamente quella con il rendimento più alto sulla scheda. È quella che, nel sistema reale, fornisce il risultato richiesto usando meno energia per tutta la propria vita. Se il servizio peggiora, si è risparmiato rinunciando a qualcosa; se la domanda cresce più del miglioramento, il consumo totale può aumentare; se il risultato non viene misurato, il risparmio rimane una promessa. L'efficienza energetica diventa concreta soltanto quando macchina, sistema e uso raccontano la stessa storia.

Fonti

International Energy Agency, Energy Efficiency 2024 — Executive summary, 2024.

https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2024/executive-summary

International Energy Agency, Energy Efficiency 2025 — Industry, 2025.

https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2025/industry

International Energy Agency, Energy Efficiency 2025 — Transport, 2025.

https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2025/transport

International Energy Agency, Appliances — Energy Efficiency Policy Toolkit, 2025.

https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-policy-toolkit/appliances

Commissione europea, Energy Efficiency Directive.

https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-targets-directive-and-rules/energy-efficiency-directive_en

Commissione europea, Energy Performance of Buildings Directive.

https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-performance-buildings/energy-performance-buildings-directive_en

ENEA, Energia: Rapporto ENEA su efficienza, l'Italia risparmia 5,1 Mtep, 9 luglio 2026.

https://www.efficienzaenergetica.enea.it/vi-segnaliamo/energia-rapporto-enea-su-efficienza-litalia-risparmia-5-1-mtep.html

U.S. Department of Energy, Compressed Air Systems.

https://www.energy.gov/cmei/ito/compressed-air-systems

Schütt, Jacksohn, Möllney e Rehdanz, How to Explain the Huge Differences in Rebound Estimates: A Meta-Regression Analysis of the Literature, The Energy Journal, 2025.

https://ideas.repec.org/a/sae/enejou/v46y2025i2p35-66.html

03.27 — Accesso e povertà energetica

Una lampadina non basta

Una lampadina che si accende dimostra che, in quel momento, una fonte di energia è arrivata fino a un apparecchio. Non dimostra però che una casa disponga di energia sufficiente. La stessa connessione potrebbe non sostenere contemporaneamente un frigorifero, una pompa, un ventilatore o un'apparecchiatura medica. E anche quando la rete è affidabile, una famiglia potrebbe non potersi permettere di usarla quanto sarebbe necessario.

L'accesso all'energia ha quindi almeno cinque dimensioni. La prima è la disponibilità: esiste una fonte, una rete o un sistema autonomo? La seconda è la connessione: l'abitazione, la scuola o la clinica possono ricevere il servizio? La terza è la capacità: quanta potenza può essere utilizzata nello stesso momento? La quarta è l'affidabilità: per quante ore, con quali interruzioni e con quale qualità arriva l'elettricità? La quinta è l'accessibilità economica, o *affordability*: la famiglia può pagare il servizio necessario senza rinunciare ad altri beni essenziali?

Avere energia disponibile in un Paese, essere collegati a una rete e poter ottenere i servizi energetici necessari sono tre condizioni diverse. Nei Paesi a basso e medio reddito il problema può essere l'assenza fisica della rete o la dipendenza da combustibili inquinanti per cucinare. Nei Paesi più ricchi può riguardare una casa fredda o troppo calda, una bolletta insostenibile, un apparecchio che resta spento per risparmiare o una disconnessione. Non sono mondi completamente separati: connessione, qualità dell'abitazione, affidabilità, costo e reddito formano una scala continua di accesso effettivo.

Quando la connessione non è ancora un servizio

Una casa può trovarsi in un Paese che produce molta elettricità senza essere collegata alla rete. Può essere vicina a una linea senza avere un allacciamento, oppure avere un collegamento formale ma una potenza così bassa da limitare il

servizio a illuminazione e ricarica. La produzione nazionale e la capacità installata descrivono il sistema energetico; non dicono quante ore di luce, refrigerazione o comunicazione riceva una famiglia.

Un esempio costruito chiarisce la differenza. Un sistema con 300 watt disponibili per cinque ore può fornire 0,3 kW × 5 ore = 1,5 kWh. Può sostenere lampade, ricarica di telefoni e piccoli apparecchi, ma non equivale necessariamente a una fornitura capace di alimentare nello stesso periodo un frigorifero, una pompa o un'attività produttiva. Se la batteria si scarica prima della sera, la connessione esiste ma il servizio non è disponibile quando serve di più.

La capacità non coincide con l'energia giornaliera. Un sistema che offre molta energia distribuita in poche ore può non fornire la potenza necessaria durante un picco. Un altro che dispone di un kilowatt può alimentare un apparecchio alla volta ma non due carichi essenziali insieme. Per questo la domanda deve specificare sempre potenza, durata, orario e apparecchi utilizzabili.

L'accesso produttivo è ancora più esigente di quello domestico. Una lampada può permettere di studiare, ma una piccola impresa può aver bisogno di un motore, una saldatrice o un frigorifero commerciale. Una clinica può essere connessa, ma senza continuità non riuscire a conservare vaccini o usare apparecchi diagnostici. L'elettricità è una condizione abilitante, non un risultato sufficiente: servono anche apparecchi, manutenzione, ricambi, personale e acqua o telecomunicazioni funzionanti.

La differenza fra disponibilità e servizio si vede anche nell'orario. Una connessione che funziona solo durante il giorno può essere utile per un laboratorio, ma non per una famiglia che ha bisogno di luce la sera. Una fornitura con interruzioni brevi e prevedibili è diversa da una rete che cade per giorni. La qualità della tensione può contare quanto il numero di ore: un frigorifero o una pompa possono fermarsi anche quando il contatore registra una fornitura formalmente attiva.

Per una scuola, l'accesso comprende illuminazione, computer, ventilazione, acqua e possibilità di ricaricare i dispositivi. Per una clinica comprende refrigerazione, sterilizzazione, comunicazioni e apparecchi salvavita. Per

un'attività economica comprende potenza, continuità e un prezzo compatibile con i ricavi. Una sola percentuale nazionale non può rappresentare tutti questi servizi. La misura deve quindi seguire la catena completa, dalla fonte disponibile al risultato concreto nella vita quotidiana. Non può fermarsi al contatore, alla bolletta, alla dichiarazione di connessione o alla capacità teorica dell'impianto: deve verificare l'uso effettivo e la continuità del servizio nel tempo e nelle diverse stagioni.

Misurare i diversi livelli dell'accesso

Il *Multi-Tier Framework*, MTF, cioè quadro a più livelli, sviluppato dalla Banca mondiale e dall'*Energy Sector Management Assistance Program*, ESMAP, nasce per descrivere questa complessità. Una statistica sì/no è utile per confrontare Paesi e seguire l'avanzamento globale, ma non distingue una fornitura continua da una lampada accesa poche ore.

Il MTF considera capacità, durata, disponibilità serale, affidabilità, qualità, sicurezza, legalità e costo. Una connessione con tensione instabile può danneggiare gli apparecchi; una connessione disponibile soltanto di giorno non offre lo stesso servizio di una rete attiva la sera; una linea abusiva o pericolosa non ha lo stesso significato di un impianto protetto. Anche la convenienza economica appartiene alla qualità dell'accesso: una famiglia può risultare collegata ma non riuscire a comprare abbastanza elettricità.

Lo stesso ragionamento vale per un sistema solare domestico, una batteria, un generatore o una mini-grid. Il fatto che una tecnologia sia installata non dimostra che sia operativa, mantenuta e utilizzata nel tempo. Occorre seguire anche guasti, sostituzioni, costi e modalità d'uso. Un progetto può essere annunciato, finanziato, acquistato, installato, collegato, operativo o effettivamente usato: sono stati diversi. Una batteria senza sostituzione prevista, un generatore senza combustibile o una mini-grid senza ricavi sufficienti possono perdere valore nel tempo.

Quante persone non hanno elettricità

La sintesi dell'Organizzazione delle Nazioni Unite (ONU) sull'Obiettivo di sviluppo sostenibile 7, indicato internazionalmente come *Sustainable Development Goal 7* (SDG 7), aggiornata nel 2026 indica che nel 2024 l'accesso mondiale all'elettricità era vicino al 92% e che circa 655 milioni di persone, pari a circa l'8% della popolazione mondiale, ne erano ancora prive. La stessa sintesi ricostruisce una diminuzione di circa 11,5 milioni rispetto al 2023 e segnala che il ritmo di miglioramento è rallentato. È un dato internazionale stimato, non un censimento individuale.

Il rapporto *Tracking SDG 7: The Energy Progress Report 2025*, riferito al 2023, stimava quasi il 92% di accesso e 666 milioni di persone senza elettricità. I due numeri non sono necessariamente in contraddizione: il primo è un aggiornamento successivo e usa un anno diverso. Non è corretto sottrarli per costruire una variazione più precisa di quella dichiarata dalle fonti.

La media mondiale nasconde una concentrazione geografica estrema. Nel dato ONU riferito al 2023, circa l'85% delle persone senza elettricità viveva nell'Africa subsahariana. La sintesi stimava inoltre che il solare fuori rete potesse servire circa il 41% della popolazione non raggiunta. Quel 41% è un potenziale, non una quota già servita: per trasformarlo in accesso reale servono finanziamento, installazione, batterie, ricambi, tecnici, tariffe e uso continuativo.

Il potenziale tecnico non coincide con quello economicamente realizzabile. Un pannello può produrre energia in un luogo isolato, ma il progetto deve sostenere trasporto, installazione, assistenza e sostituzione dell'accumulatore. Anche la domanda conta: se una famiglia non può pagare il servizio, la potenza installata resta inutilizzata; se la tariffa è troppo bassa per coprire i costi, il gestore non riesce a mantenere la mini-grid. L'accesso è dunque un rapporto fra tecnologia, istituzioni, reddito e tempo.

Il progresso globale può quindi coesistere con una situazione stagnante o peggiorata in alcune aree. Se la popolazione cresce più rapidamente delle nuove connessioni, la percentuale mondiale può migliorare mentre il numero

di persone escluse resta alto. Le aree rurali remote richiedono spesso linee lunghe e costose; le zone fragili o colpite da conflitti aggiungono rischi di sicurezza, manutenzione e finanziamento.

Rete, mini-grid e sistemi autonomi

La rete nazionale permette in genere di aumentare la potenza e collegare nuovi utenti attraverso una gestione centralizzata, ma l'estensione può essere lenta e costosa. Una mini-grid produce e distribuisce energia in un'area locale: può essere adatta a un villaggio, a una struttura sanitaria o a un distretto, ma la sua durata dipende da domanda, tariffa, proprietà, manutenzione e gestione dei ricavi.

Un sistema solare domestico può fornire illuminazione e ricarica senza aspettare una linea. La sua prestazione dipende da pannelli, irraggiamento, batteria, età dell'accumulatore e apparecchi collegati. Un generatore può coprire un'interruzione, ma richiede combustibile, manutenzione e ventilazione; produce rumore ed emissioni e può essere pericoloso se usato in ambienti chiusi. Una batteria riduce una parte dell'intermittenza, ma ha capacità limitata e degrada con il tempo.

L'alternativa non è quindi "rete buona, sistema autonomo cattivo" o il contrario. Bisogna chiedersi quale servizio sia richiesto, con quale potenza, per quante ore, a quale costo e con quale possibilità di espansione. Un impianto che serve una lampada oggi può essere inadeguato se domani la comunità richiede refrigerazione, irrigazione o attività produttive.

Quando l'elettricità arriva ma non è affidabile

L'elettricità intermittente può danneggiare alimenti, interrompere lo studio, fermare un'attività, impedire comunicazioni o mettere a rischio chi dipende da apparecchiature sanitarie. Una famiglia può reagire acquistando una batteria, un generatore o un gruppo di continuità; in questo modo il costo della scarsa affidabilità ricade sul singolo utente e spesso aumenta la spesa complessiva.

SAIDI, System Average Interruption Duration Index, misura la durata cumulata media delle interruzioni per cliente in un determinato arco temporale, di solito un anno. SAIFI, System Average Interruption Frequency Index, misura il numero medio di interruzioni per cliente nello stesso periodo. I due indicatori devono essere letti con il loro perimetro: possono escludere o includere eventi eccezionali, interruzioni programmate, clienti rurali e urbani, trasmissione o distribuzione. Non permettono classifiche internazionali affidabili se le definizioni non sono omogenee.

Anche una batteria di emergenza ha un limite. Con un carico essenziale di 100 W per otto ore servono 0,1 kW × 8 ore = 0,8 kWh. Se il rendimento complessivo è dell'80%, la capacità nominale minima è 0,8 / 0,8 = 1 kWh. Nella realtà occorre considerare margine, degrado, temperatura e limite di scarica. Il calcolo è costruito e serve a distinguere energia accumulata da potenza disponibile.

Cucinare senza respirare fumo

L'accesso energetico non riguarda soltanto l'elettricità. Nel 2023 circa il 74% della popolazione mondiale aveva accesso alla cottura pulita, mentre circa 2,1 miliardi di persone dipendevano ancora da combustibili e tecnologie inquinanti. L'aggiornamento ONU riferito al 2024 porta la quota al 75% e indica circa 2 miliardi di persone ancora escluse. Anche qui gli anni e le edizioni vanno mantenuti distinti.

L'Organizzazione mondiale della sanità (WHO, dalla denominazione inglese) considera puliti al punto d'uso energia solare, elettricità, biogas, GPL, cioè gas di petrolio liquefatto, gas naturale, combustibili alcolici e stufe a biomassa che rispettano determinati obiettivi emissivi. Non basta però possedere un fornello. Conta il combustibile effettivamente usato, la ventilazione, la manutenzione e la continuità della disponibilità.

Una famiglia può praticare *fuel stacking*, cioè alternare più combustibili e apparecchi. Può usare GPL quando il prezzo è sostenibile, elettricità quando la rete è disponibile e legna quando il combustibile moderno manca o costa

troppo. Il dato sull'accesso principale alla cottura pulita non descrive necessariamente ogni pasto né l'uso esclusivo di una tecnologia.

Il rapporto dell'Agenzia internazionale dell'energia (IEA) e della Banca africana di sviluppo sulla cottura pulita sottolinea che in Africa subsahariana la crescita demografica ha superato i progressi di accesso. Le tecnologie esistono, ma devono essere acquistabili, rifornite e compatibili con le abitudini di cottura. Un fornello distribuito senza combustibile accessibile può restare inutilizzato.

Il costo sanitario della cucina

La combustione incompleta di legna, carbone, residui agricoli, sterco o cherosene produce particolato fine, monossido di carbonio e altri inquinanti. In abitazioni poco ventilate l'esposizione può essere molto elevata. La WHO stima che nel 2021 l'inquinamento atmosferico domestico abbia contribuito a circa 2,9 milioni di morti premature e oltre 309.000 morti fra i bambini sotto i cinque anni. Le morti infantili sono comprese nel totale, non aggiuntive.

La stessa fonte attribuisce al fattore circa 95 milioni di DALY, dall'inglese disability-adjusted life years, cioè anni di vita persi corretti per disabilità. È una misura sintetica del carico sanitario che somma gli anni di vita persi per mortalità prematura e gli anni vissuti con malattia o disabilità. I valori sono stime epidemiologiche attribuibili: non sono certificati di morte nei quali la causa unica sia stata registrata come povertà energetica.

La WHO collega l'esposizione a cardiopatia ischemica, ictus, broncopneumopatia cronica ostruttiva, tumore del polmone e infezioni respiratorie inferiori nei bambini. Nel 2021 la quota della popolazione urbana mondiale dipendente da combustibili inquinanti era stimata al 14%, contro il 49% nelle aree rurali. È un confronto globale modellato, non una descrizione uniforme di tutte le città o campagne.

Il rischio non è soltanto respiratorio. Fuochi aperti, combustibili versati, recipienti instabili e apparecchi difettosi possono provocare ustioni e incendi. La raccolta e la preparazione dei combustibili possono inoltre comportare rischi fisici. Donne e bambini spesso trascorrono più tempo vicino al focolare e

possono sostenere anche il lavoro di raccolta, con costi per scuola, lavoro, riposo e sicurezza. La misura precisa dipende dal Paese e dal campione: non esiste una media mondiale semplice delle ore perdute.

Nei Paesi ricchi il problema cambia forma

Nelle economie avanzate la rete elettrica e i fornelli moderni possono essere già disponibili, ma una famiglia può non riuscire a ottenere un livello adeguato di energia. La povertà energetica non ha una definizione universale. Può essere misurata con la spesa osservata, con la spesa necessaria teorica, con il reddito residuo, con gli arretrati, con una disconnessione o con la dichiarazione di non riuscire a riscaldare la casa.

La soglia del 10% è un esempio noto: una famiglia con reddito disponibile mensile di 1.800 euro e spesa energetica di 180 euro destina il 10% all'energia. Il calcolo è 180 / 1.800 × 100. Non dimostra però che il 10% sia la soglia universale né che la famiglia riceva un servizio sufficiente. Altri metodi cercano una spesa superiore al doppio della mediana, oppure combinano basso reddito e costi elevati. Le famiglie identificate cambiano a seconda dell'indicatore.

La bolletta troppo bassa

Una spesa energetica ridotta può segnalare efficienza, ma anche rinuncia. Una famiglia può riscaldare una sola stanza, usare il climatizzatore soltanto nei giorni più difficili, ridurre la refrigerazione, cucinare meno o spegnere le luci prima del necessario. Questa è povertà energetica nascosta: il consumo appare basso perché il servizio viene ridotto sotto il livello adeguato.

Se un fabbisogno ipotetico è 3.000 kWh e il consumo effettivo 2.100 kWh, la differenza è 900 kWh, cioè il 30%. Il calcolo non dimostra efficienza. Può indicare che la famiglia ha rinunciato a calore, raffrescamento o refrigerazione. Lo stesso vale per un climatizzatore da 1 kW: usato due ore per 100 giorni consuma 200 kWh; usato soltanto 30 giorni, 60 kWh. Possedere l'apparecchio e ricevere il servizio necessario non sono la stessa cosa.

Freddo, caldo e povertà energetica estiva

Il freddo domestico può associarsi a umidità, infezioni respiratorie, aggravamento cardiovascolare e stress finanziario. Il caldo eccessivo può aumentare stress termico, disturbi del sonno, disidratazione e rischio cardiovascolare. Temperatura esterna, temperatura interna, disagio dichiarato, fabbisogno teorico e consumo osservato sono grandezze diverse; anche la mortalità stagionale non può essere attribuita automaticamente alla povertà energetica.

Il rapporto 2026 del Centro comune di ricerca della Commissione europea, JRC, sulla domanda residenziale di raffrescamento usa l'indagine armonizzata EU-SILC, *European Union Statistics on Income and Living Conditions*, raccolta nel 2023 e riferita alla capacità di mantenere fresca l'abitazione durante l'estate precedente. Il 26% delle famiglie nei Paesi UE esaminati dichiarava di vivere in un'abitazione non confortevolmente fresca; la quota saliva al 34,8%, cioè quasi 35%, nel quintile di reddito più basso.

Sono risposte delle famiglie, non misure con sensori della temperatura interna. Il rapporto stima inoltre che nel 2024 il 21% della domanda potenziale di raffrescamento residenziale sia rimasto insoddisfatto; nelle conclusioni lo stesso valore è arrotondato al 22%. Soddisfare quella domanda con climatizzatori convenzionali avrebbe richiesto circa 10 TWh elettrici aggiuntivi, pari a circa lo 0,4% del consumo elettrico dell'Unione. Sono risultati modellati: il rapporto considera domanda termica potenziale, vincoli di reddito e un'efficienza media degli apparecchi, non consumi già registrati.

Il 57,5% delle famiglie che dichiarava di non riuscire a mantenere adeguatamente calda la casa in inverno riferiva anche difficoltà estive. La sovrapposizione è importante, ma non totale. Una casa può essere fredda d'inverno e calda d'estate per lo stesso problema di isolamento; una famiglia può invece riuscire a riscaldarsi ma non a pagare il raffrescamento nei picchi di calore.

Europa e Italia: indicatori diversi, problema concreto

Eurostat indica che nel 2024 il 9,2% della popolazione dell'Unione europea dichiarava di non riuscire a mantenere adeguatamente calda la propria abitazione, 1,4 punti percentuali in meno rispetto al 2023. In Italia la quota era l'8,6%. Sono persone e un indicatore dichiarato: non sono la percentuale ufficiale unica delle famiglie in povertà energetica.

La stima dell'Osservatorio italiano sulla povertà energetica, OIPE, usa invece una metodologia composta basata sulla spesa energetica effettiva e sul reddito. Nel 2024 stimava 2,4 milioni di famiglie, pari al 9,1% del totale, con intervallo di confidenza 8,4–9,7%. Il valore è il massimo della serie OIPE, ma statisticamente sostanzialmente stabile rispetto al 2023, quando le famiglie stimate erano circa 2,36 milioni, pari al 9,0%.

L'intervallo di confidenza ricorda che una stima campionaria non è un conteggio esatto di ogni famiglia. Il valore centrale è utile per descrivere l'ordine di grandezza, mentre l'intervallo segnala l'incertezza statistica. Per questo una variazione di pochi decimali non deve essere trasformata automaticamente in un peggioramento reale. La serie è più informativa quando mostra la stabilità del fenomeno e la distribuzione fra gruppi, territori e composizione familiare.

Il metodo OIPE rielabora l'approccio *low income–high costs*, cioè basso reddito e costi elevati. Considera la spesa energetica effettiva e la spesa totale al netto dell'energia rispetto alla soglia di povertà relativa; include inoltre famiglie con spesa totale bassa e spesa per riscaldamento nulla. Non è quindi una semplice soglia del 10% e non coincide con Eurostat.

Nel 2024 OIPE stimava una quota regionale compresa fra il 5,0% del Lazio e il 18,1% della Puglia, ma con intervalli ampi: 4,1–6,0% nel Lazio e 13,7–22,4% in Puglia. I confronti regionali richiedono cautela. Le famiglie con minori risultavano colpite per l'11,4%, con circa 1,1 milioni di minori coinvolti. Anche questo dato è un'elaborazione OIPE, non una misura separata di accesso all'elettricità.

Bonus e protezioni

In Italia il bonus sociale economico viene riconosciuto attraverso DSU, Dichiarazione sostitutiva unica, e ISEE, Indicatore della situazione economica equivalente, quando sono soddisfatti i requisiti. Nel 2024 la soglia ordinaria era 9.530 euro, elevata a 20.000 euro per nuclei con almeno quattro figli a carico. Il bonus per disagio fisico è distinto da quello economico e riguarda le famiglie in cui vive una persona che necessita di apparecchiature elettromedicali salvavita alimentate elettricamente. ARERA, Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, disciplina queste misure.

Il rapporto OIPE, sulla base di dati ARERA, riferisce circa 4,5 milioni di bonus elettrici e gas erogati nel 2024, contro 7,58 milioni nel 2023, e importi passati da 2,143 miliardi a 453 milioni di euro. Sono bonus, non famiglie uniche: uno stesso nucleo può ricevere più agevolazioni. Il loro numero non misura direttamente quante famiglie siano in povertà energetica e il loro importo non misura il servizio ricevuto. La diminuzione riflette soprattutto la fine dei regimi straordinari introdotti durante la crisi dei prezzi: nel 2023 la soglia ISEE era stata portata temporaneamente a 15.000 euro, e a 30.000 euro per i nuclei con almeno quattro figli, con componenti integrative poi venute meno; nel 2024 il sistema è tornato ai limiti ordinari. Il calo degli aiuti non può quindi essere letto automaticamente come diminuzione della povertà.

Un bonus può ridurre la spesa e impedire una rinuncia, ma non garantisce da solo l'uscita dalla povertà energetica. Una soglia amministrativa può escludere una famiglia appena sopra il limite; una procedura digitale può non raggiungere chi non presenta l'ISEE; un trasferimento fisso può essere insufficiente per chi ha un fabbisogno sanitario o climatico elevato.

Anche la forma dell'aiuto conta. Una riduzione in bolletta è immediatamente collegata al servizio, ma può arrivare dopo che la famiglia ha già ridotto i consumi. Un trasferimento monetario può lasciare più libertà di scelta, ma deve raggiungere la persona in tempo e senza procedure sproporzionate. La sospensione di una disconnessione protegge nell'emergenza, ma non risolve un debito crescente. La valutazione deve considerare destinatari raggiunti, tempi, importi, costi amministrativi e continuità del beneficio.

Il bonus per disagio fisico mostra inoltre che il fabbisogno non dipende soltanto dal reddito. Un apparecchio salvavita può richiedere elettricità anche quando la famiglia non può ridurre il consumo senza mettere a rischio una persona. In questo caso una media nazionale della spesa o una soglia familiare non descrive da sola la vulnerabilità. La protezione deve combinare sostegno economico, continuità della fornitura e procedure rapide in caso di guasto o interruzione.

Soluzioni e limiti

Le risposte devono combinare accesso fisico, qualità e capacità di pagamento. L'estensione della rete può portare più potenza, ma richiede manutenzione e tariffe sostenibili. Mini-grid e sistemi autonomi possono raggiungere aree isolate, ma hanno bisogno di ricambi, tecnici, proprietà e finanziamenti per la sostituzione delle batterie. La cottura pulita richiede combustibile e apparecchi disponibili, non soltanto una distribuzione iniziale.

L'ordine degli interventi dipende dal problema. In un'area senza connessione la priorità può essere l'infrastruttura; in una casa collegata ma fredda può essere la riqualificazione; in una famiglia con apparecchi salvavita può essere la continuità; in una zona con combustibili costosi può essere la disponibilità della cottura pulita. La stessa misura non produce lo stesso risultato per tutti e il successo deve essere valutato rispetto al servizio che mancava.

Trasferimenti, bonus, rateizzazioni e protezione dalle disconnessioni affrontano l'emergenza. Riqualificazione, apparecchi efficienti e abitazioni migliori possono ridurre il fabbisogno, ma richiedono capitale e accesso al proprietario. Per un inquilino interviene il classico disallineamento degli incentivi: chi sostiene l'investimento edilizio, il proprietario, non coincide con chi beneficia subito della riduzione delle bollette, l'inquilino. Una riqualificazione senza protezioni può inoltre accompagnarsi a un aumento dell'affitto.

Ogni soluzione ha effetti distributivi. Tariffe troppo basse possono indebolire manutenzione e qualità della rete; bonus proporzionali ai consumi possono favorire chi consuma di più; soglie rigide possono escludere chi supera di poco il limite; connessioni installate senza manutenzione possono degradarsi. Non

basta chiedere quante persone sono state raggiunte: bisogna sapere con quale servizio, per quanto tempo, a quale costo e con quale continuità.

Una politica efficace deve inoltre evitare che la protezione di oggi renda più fragile il servizio di domani. Il trasferimento monetario può impedire una disconnessione immediata, ma non ripara un tetto che disperde calore, non sostituisce un impianto insicuro e non crea una rete in un'area isolata. Al contrario, un intervento edilizio può ridurre il fabbisogno ma arrivare troppo tardi per una famiglia che non riesce a pagare la bolletta del mese. Le misure immediate e quelle strutturali hanno tempi diversi e devono essere valutate insieme.

Il criterio di successo non dovrebbe essere soltanto il numero di apparecchi distribuiti o di abitazioni collegate. Servono indicatori dopo l'intervento: ore di servizio, interruzioni, qualità della tensione, uso effettivo, costo sostenuto, sicurezza, durata dell'impianto e capacità di alimentare nuovi carichi. Senza questa verifica, l'accesso può risultare migliorato sulla carta e rimanere fragile nella vita quotidiana.

La misura giusta è il servizio ottenuto

Connessione, continuità, costo e possibilità d'uso devono quindi essere letti insieme: nessun indicatore isolato dimostra che una famiglia disponga davvero dell'energia necessaria. Una fornitura formalmente attiva può essere insufficiente per potenza o affidabilità; un consumo basso può nascondere rinunce; un bonus può attenuare la spesa senza eliminare le altre privazioni.

La domanda decisiva non è soltanto se l'energia esista, ma se il servizio arrivi quando serve, con potenza e qualità sufficienti, a un costo compatibile con il reddito e senza rischi sproporzionati. Questa verifica vale per una casa rurale non collegata e per un appartamento europeo riscaldato troppo poco: cambiano il contesto e la misura, non la necessità di osservare l'esperienza concreta.

L'energia conta per i servizi che permette di ottenere: salute, sicurezza, alimentazione, istruzione, comunicazione, lavoro e protezione dal caldo e dal

freddo. La misura più utile non è soltanto quanta energia è prodotta o venduta, ma se le persone possono ricevere il servizio necessario con una fornitura sicura, affidabile e pagabile. La povertà energetica non si risolve con una sola tecnologia o con una sola sovvenzione: richiede di tenere insieme infrastruttura, abitazione, reddito, apparecchi, qualità del servizio e capacità di scelta.

La continuità della misura è importante quanto la continuità della fornitura. Un indicatore può migliorare perché una famiglia cambia casa, riduce i consumi o riceve un bonus temporaneo; questo non equivale necessariamente a un miglioramento permanente dell'abitazione o della rete. Confrontare gli anni richiede quindi di conservare definizione, popolazione, prezzi, clima e metodo. Solo così il numero può diventare una misura del cambiamento, non una fotografia ambigua.

Fonti

IRENA, IEA, UNSD, World Bank e WHO, *Tracking SDG 7: The Energy Progress Report 2025*, 2025.
https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Tracking-SDG-7-The-Energy-Progress-Report-2025

United Nations DESA, *Goal 7: Affordable and Clean Energy*, aggiornamento 2026.
https://sdgs.un.org/goals/goal7

World Bank, *Access to electricity (% of population)*, indicatore EG.ELC.ACCS.ZS.
https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS

World Bank, *Access to clean fuels and technologies for cooking (% of population)*, indicatore EG.CFT.ACCS.ZS.
https://data.worldbank.org/indicator/EG.CFT.ACCS.ZS

World Bank–ESMAP, *Measuring Energy Access: The Multi-Tier Framework*.
https://www.worldbank.org/en/topic/energy/publication/measuring-energy-access-methodology-for-multi-tier-framework

WHO, *Household air pollution and health*, aggiornamento consultato nel 2026.
https://www.who.int/news-room/fact-sheets/detail/household-air-pollution-and-health

WHO Global Health Observatory, *Air pollution attributable deaths, household*.
https://www.who.int/data/gho/data/indicators/indicator-details/GHO/household-air-pollution-attributable-deaths

WHO, *Guidelines for indoor air quality: household fuel combustion*, 2014.
https://www.who.int/publications/i/item/9789241548885

IEA e African Development Bank, *A Vision for Clean Cooking Access for All*, 2023.
https://www.iea.org/reports/a-vision-for-clean-cooking-access-for-all

Commissione europea, *Energy poverty*.
https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-consumers-and-prosumers/energy-poverty_en

Commissione europea, *Energy Efficiency Directive*.
https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-targets-directive-and-rules/energy-efficiency-directive_en

Commissione europea, *Energy Performance of Buildings Directive*.
https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-performance-buildings/energy-performance-buildings-directive_en

Eurostat, *9.2% of EU population struggled to keep their home warm*, 2 febbraio 2026.
https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20260202-2

Eurostat, dataset `ilc_mdes01`, *Inability to keep home adequately warm*.
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ILC_MDES01__custom_19825594/default/table

Joint Research Centre, Koukoufikis et al., *Addressing Residential Cooling Demand and Summer Energy Poverty in the EU: Towards a Cooler Future*, 2026.
https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC143288/JRC143288_01.pdf

OIPE, *La povertà energetica in Italia nel 2024*, dicembre 2025.
https://oipeosservatorio.it/wp-content/uploads/2025/12/2025_PE_ITA_2024.pdf

OIPE, *Povertà energetica*.
https://oipeosservatorio.it/poverta_energetica/

ARERA, *Bonus sociali*.
https://www.arera.it/consumatori/bonus-sociale

03.28 — Sicurezza energetica e geopolitica

Una risorsa deve arrivare

Una risorsa che esiste non è necessariamente una risorsa che arriva. Un giacimento può contenere petrolio o gas, ma il servizio energetico comincia soltanto quando quella materia è stata estratta, trattata, trasportata, trasformata e consegnata all'utilizzatore. Tra il sottosuolo e una casa riscaldata, una fabbrica in funzione o una rete elettrica stabile ci sono molti passaggi. Ognuno può diventare un punto di rottura.

La catena è semplice da descrivere: risorsa, estrazione, trattamento, trasporto, trasformazione, rete, accumulo, utente. Nella pratica, ogni anello ha vincoli propri. Il petrolio deve raggiungere una raffineria capace di lavorare quella qualità di greggio; il gas deve passare attraverso gasdotti oppure attraverso liquefazione, navi e rigassificatori; l'elettricità deve essere bilanciata quasi istante per istante. Anche una tecnologia che non consuma combustibile durante il funzionamento dipende da impianti, componenti, ricambi, software e reti.

Per questo occorre distinguere disponibilità geologica, produzione, capacità, flusso, consegna e prezzo sostenibile. La presenza fisica di una risorsa non garantisce né il volume producibile né la possibilità di portarlo nel luogo giusto al momento giusto. Una capacità nominale di trasporto non è il flusso effettivamente consegnato; un impianto costruito non è necessariamente operativo; un volume immagazzinato non dice da solo con quale velocità potrà essere erogato.

La sicurezza energetica nasce dalla capacità dell'intero sistema di continuare a fornire servizi anche quando uno o più passaggi sono sottoposti a stress. Uno shock può essere fisico, come la perdita di una linea, oppure economico, come un aumento dei prezzi senza una diminuzione immediata dei volumi. Può

essere geopolitico, climatico, tecnico o informatico. Il punto decisivo è che la vulnerabilità si può trovare in qualunque anello e può propagarsi agli altri.

Sicurezza, indipendenza e vulnerabilità

L'Agenzia internazionale dell'energia (IEA) definisce la sicurezza energetica come la disponibilità ininterrotta di fonti energetiche a un prezzo accessibile. La definizione comprende un orizzonte breve, nel quale il sistema deve reagire a variazioni improvvise dell'equilibrio tra domanda e offerta, e un orizzonte lungo, nel quale servono investimenti coerenti con lo sviluppo economico e con le esigenze ambientali.

È una definizione importante, ma non è l'unico punto di vista possibile. Per le statistiche, la dipendenza energetica dalle importazioni misura quanta parte dei consumi interni lordi è coperta dalle importazioni nette. Per le reti elettriche, invece, contano soprattutto adeguatezza e stabilità: la prima riguarda la disponibilità di risorse sufficienti a coprire la domanda, anche nei momenti di picco; la seconda riguarda la capacità della rete di restare in equilibrio dopo un guasto o una variazione improvvisa. La resilienza aggiunge la capacità di assorbire eventi estremi e ripristinare il servizio.

Questi concetti non sono sinonimi. L'autosufficienza indica che la produzione interna copre il fabbisogno in una certa definizione e in un certo periodo. L'indipendenza è un obiettivo politico più ampio e non sempre misurabile con un solo indicatore. La dipendenza dalle importazioni è un dato strutturale: non dice da sola quanto un sistema sia vulnerabile. Un Paese può importare molto ma disporre di numerosi fornitori, rotte alternative, stoccaggi e interconnessioni. Un Paese può produrre molta energia nel proprio territorio e dipendere comunque da una sola fonte, da pochi grandi impianti, dall'acqua, dalle condizioni meteorologiche, da componenti esteri o da sistemi digitali poco protetti.

Anche l'accessibilità economica fa parte della sicurezza. Un servizio sempre disponibile ma non sostenibile per famiglie e imprese non soddisfa pienamente la definizione di sicurezza. Allo stesso modo, un sistema economico ma incapace di reagire a un'interruzione improvvisa non è sicuro in senso fisico. La

sicurezza è quindi un equilibrio tra continuità, prezzo, capacità di reazione e investimenti.

Come si misura un rischio

Nessun indicatore è sufficiente da solo. La dipendenza dalle importazioni risponde alla domanda “quanto arriva dall'estero?”, ma non dice quanti fornitori esistano né se siano sostituibili. La quota del principale fornitore mostra l'esposizione a un singolo soggetto. Se un Paese importa da molti Stati ma metà del volume proviene da uno solo, la diversificazione apparente può nascondere una concentrazione reale.

Un modo semplice per descrivere questa concentrazione è l'indice Herfindahl-Hirschman, o HHI. Si ottiene sommando i quadrati delle quote dei fornitori espresse in punti percentuali. Con quote del 50%, 30% e 20%, il calcolo è 2.500 + 900 + 400, cioè 3.800 punti su una scala che arriva a 10.000 quando un solo fornitore detiene il 100%. Il risultato indica una concentrazione significativa rispetto a una distribuzione più uniforme, ma non è una soglia automatica di sicurezza energetica: non considera la stabilità politica, la distanza, le rotte, la qualità del prodotto o la possibilità di sostituzione.

Per l'elettricità conta il margine di riserva: capacità disponibile meno domanda di picco, diviso per la domanda di picco. Un margine del 20% calcolato su 120 gigawatt disponibili e 100 gigawatt di domanda non significa però che tutti i 120 gigawatt siano certamente utilizzabili. Manutenzioni, guasti, condizioni meteorologiche e limiti della rete riducono la disponibilità effettiva.

Altri indicatori cercano di misurare il rischio di non servire la domanda. Le ore attese di perdita del carico, indicate con la sigla LOLE, stimano il numero di ore all'anno in cui le risorse disponibili potrebbero non bastare; la probabilità di perdita del carico, o LOLP, esprime invece la probabilità associata a un determinato intervallo. L'energia attesa non servita, o EENS, misura il volume di elettricità che potrebbe mancare. Se un deficit di due gigawatt durasse per cinque ore equivalenti, l'energia non servita sarebbe di dieci gigawattora. Questo non significa che tutti gli utenti subirebbero cinque ore di blackout: è

una quantità energetica aggregata, non una descrizione automatica dell'esperienza di ogni cliente.

Per petrolio e gas si usano anche le scorte in giorni e il riempimento degli stoccaggi. Nove milioni di barili divisi per importazioni nette medie di 100.000 barili al giorno danno 90 giorni teorici. Per il gas, invece, 80 miliardi di metri cubi in un sito da 100 miliardi equivalgono a un riempimento dell'80%, ma la sicurezza dipende anche dalla portata di erogazione, dalla domanda invernale, dalla rete e dalle importazioni correnti. Il volume immagazzinato e la velocità di prelievo sono grandezze diverse.

Il petrolio e la nascita delle scorte strategiche

La crisi petrolifera del 1973 mostrò quanto un'interruzione dell'offerta potesse colpire economie dipendenti dalle importazioni. Nel 1974 nacque l'Agenzia internazionale dell'energia, con un sistema coordinato di preparazione e risposta. I membri sono tenuti a detenere scorte equivalenti ad almeno 90 giorni di importazioni nette, sotto forma di greggio o prodotti petroliferi.

Il numero non va interpretato come una promessa di 90 giorni di consumo nazionale in assenza totale di importazioni. È calcolato sulle importazioni nette e riguarda una capacità di risposta contabile e logistica. Le scorte possono essere detenute da governi, agenzie o operatori commerciali; le scorte strategiche e quelle commerciali non svolgono esattamente la stessa funzione. Le prime devono poter essere mobilitate in emergenza, mentre le seconde appartengono alla gestione ordinaria della filiera.

Conta anche la forma della scorta. Il greggio deve raggiungere una raffineria compatibile; un prodotto finito deve rispettare specifiche tecniche e trovarsi nel luogo giusto. Servono inoltre trasporto, decisioni amministrative e tempi di distribuzione. Una scorta abbondante ma lontana da una raffineria o non compatibile con il sistema locale non offre la stessa protezione di una scorta immediatamente utilizzabile.

L'11 marzo 2026, dopo l'inizio del conflitto in Medio Oriente il 28 febbraio e le conseguenti perturbazioni del mercato petrolifero, i 32 Paesi dell'Agenzia

decisero di mettere a disposizione del mercato 400 milioni di barili dalle scorte di emergenza. La comunicazione ufficiale indicava oltre 1,2 miliardi di barili di scorte di emergenza e altri 600 milioni di barili di scorte industriali soggette a obblighi governativi. Il rilascio dimostra il valore delle scorte, ma anche il loro limite: possono attenuare uno shock di flusso, non sostituire indefinitamente la produzione né risolvere una crisi prolungata.

Hormuz: quando una rotta diventa il sistema

Lo Stretto di Hormuz mostra come un passaggio geografico possa diventare un'infrastruttura del sistema mondiale. Secondo la comunicazione dell'Agenzia internazionale dell'energia dell'11 marzo 2026, nel 2025 vi transitavano in media circa 20 milioni di barili al giorno di greggio e prodotti petroliferi, pari a circa un quarto del commercio petrolifero mondiale via mare. Nel marzo 2026, dopo l'inizio del conflitto, la stessa fonte indicava volumi esportati attraverso lo Stretto inferiori al 10% dei livelli precedenti.

Questi numeri richiedono alcune distinzioni. La capacità di una rotta è il volume massimo teorico che può transitare; il flusso è ciò che transita realmente in un dato periodo; la perdita fisica è la distruzione o indisponibilità del prodotto; la deviazione è il trasferimento del traffico su un percorso più lungo. Una nave che evita il Mar Rosso e passa dal Capo di Buona Speranza non elimina necessariamente il petrolio dal mercato, ma aumenta tempi, noli, consumi, premi assicurativi e capitale immobilizzato. Il risultato può essere un forte shock di prezzo e affidabilità anche senza una perdita permanente dello stesso volume.

Hormuz rende visibile anche il rapporto tra infrastruttura e geopolitica. Quando molti flussi passano da un corridoio ristretto, un evento locale può avere conseguenze internazionali. La risposta non consiste in un solo strumento: servono scorte, fornitori alternativi, rotte sostituibili, capacità di trasporto e consumi meno rigidi. Le scorte coordinate dei 32 Paesi furono una risposta a un problema di flusso, non una prova che la rotta fosse diventata irrilevante.

Il gas: meno flessibile del petrolio

Il gas naturale è più difficile da spostare rispetto al petrolio. Un gasdotto lega il produttore e il consumatore attraverso un corridoio fisico. Il gas naturale liquefatto, o GNL, può essere trasportato via mare e offre maggiore flessibilità geografica, ma richiede liquefazione, navi metaniere, terminali e rigassificazione. Diversificare il gasdotto con il GNL significa quindi ridurre una dipendenza e introdurne altre.

La domanda invernale è un problema specifico. La media annuale non mostra quanto gas serva nei giorni più freddi, quando il riscaldamento e la produzione elettrica possono aumentare insieme. Gli stoccaggi consentono di trasferire gas da una stagione all'altra, ma il riempimento non basta. Occorre guardare alla capacità tecnica, alla quantità presente, alla velocità di erogazione, alla posizione degli impianti e alla rete che collega i siti ai consumatori.

L'Unione europea introdusse obiettivi coordinati con il Regolamento 2022/1032: almeno l'80% di riempimento al primo novembre 2022 e il 90% dal 2023, con traiettorie intermedie. Il Regolamento 2022/1369 è diverso: riguarda le misure coordinate di riduzione della domanda di gas e l'obiettivo volontario iniziale del 15%. Confondere i due provvedimenti confonde anche due strumenti diversi: uno aumenta la disponibilità stagionale, l'altro riduce il fabbisogno.

Un deposito pieno al 90% non garantisce automaticamente l'intero inverno. Se la portata di prelievo è insufficiente o la rete non consente di trasferire il gas verso la zona necessaria, una parte del volume può essere inutilizzabile nel momento di picco. La sicurezza dipende dall'insieme di stock, portata, rete, importazioni e domanda.

La trasformazione europea dopo il 2022

Nel 2023 la dipendenza energetica complessiva dell'Unione europea era del 58,4%. Nel mix lordo, petrolio e prodotti petroliferi rappresentavano il 37,6%, il gas naturale il 20,4%, i combustibili solidi il 9,4%, il nucleare l'11,8% e le

rinnovabili il 19,5%. Queste quote descrivono il mix energetico complessivo e non devono essere confuse con la dipendenza da un singolo fornitore.

Nello stesso periodo, la quota russa nelle importazioni europee di gas diminuì dal 23% del 2022 all'11% del 2023. Il cambiamento fu rapido e importante, ma non significa che l'Europa abbia smesso di utilizzare gas russo né che la dipendenza energetica sia scomparsa. Una parte del rischio si è spostata verso il mercato mondiale del GNL, i terminali, le navi, le rotte marittime e la concorrenza con altri importatori.

La risposta europea ha combinato riduzione della domanda, stoccaggi, diversificazione delle forniture, infrastrutture e solidarietà tra Stati. È un esempio di adattamento, non di autosufficienza raggiunta. Se un fornitore dominante viene sostituito da molti carichi di GNL, la vulnerabilità cambia forma: diminuisce la dipendenza da un singolo gasdotto, ma cresce l'esposizione alla disponibilità globale di navi, terminali e volumi liquefatti.

L'Italia: dipendente ma più diversificata

Il quadro italiano verificato nel dossier è quello del 2023. Le importazioni lorde di gas naturale furono 61,8 miliardi di metri cubi. L'Algeria fornì 25,5 miliardi, l'Azerbaigian 10,0 miliardi attraverso il Gasdotto Trans-Adriatico, il Qatar 6,8, gli Stati Uniti 5,3, la Norvegia 4,0, la Russia 2,9, i Paesi Bassi 2,6 e la Libia 2,5 miliardi di metri cubi. La produzione interna fu di circa 2,728 miliardi di metri cubi.

La quota russa sul fabbisogno scese al 4,7%, dal 40% del 2021. È una riduzione della concentrazione, non la fine della dipendenza. L'Algeria rappresentava circa il 41,3% delle importazioni lorde italiane: 25,5 diviso 61,8, moltiplicato per cento. Il numeratore è il gas algerino importato nel 2023; il denominatore sono le importazioni lorde italiane dello stesso anno. Il calcolo non misura la quota algerina del consumo totale né la sicurezza complessiva del sistema.

Per il gas naturale liquefatto, la Relazione annuale dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), su dati del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, indica che nel 2023 arrivarono in Italia via nave circa 14,5

miliardi di metri cubi. È un dato nazionale, riferito al Paese nel suo complesso, e non al volume trattato da un singolo terminale.

Per il terminale Adriatic LNG il gestore indica una capacità massima di 9,6 miliardi di metri cubi l'anno e 8,5 miliardi immessi in rete nel 2023. Il rapporto è circa l'88,5%, ma va definito come utilizzo apparente: capacità e flusso devono avere lo stesso perimetro temporale e tecnico. Il vantaggio dell'Italia è una maggiore pluralità di ingressi; il limite resta la dipendenza dalle importazioni, insieme alla necessità di rete interna, stoccaggi e domanda gestibile.

Elettricità: sicurezza in tempo reale

L'elettricità non si conserva facilmente nella forma in cui viene consumata. Produzione e consumo devono essere bilanciati quasi istante per istante. Per questo la sicurezza elettrica ha almeno tre dimensioni: adeguatezza delle risorse, stabilità operativa dopo i guasti e resilienza agli eventi estremi.

Le interconnessioni permettono di condividere risorse tra Paesi e regioni, ma non garantiscono sempre importazioni durante una crisi. I Paesi vicini possono affrontare lo stesso picco, una linea può essere indisponibile oppure la rete interna può non consentire di trasferire l'energia fino al consumatore. La capacità nominale non equivale alla potenza disponibile: manutenzione, guasti, vento, sole, acqua e vincoli di rete modificano il risultato reale.

Anche il tempo cambia il significato della sicurezza elettrica. In pochi secondi servono inerzia, regolazione della frequenza e riserve rapide; nelle ore successive servono impianti avviabili, accumuli e domanda flessibile; nei giorni e nelle settimane contano combustibili, manutenzione, importazioni e condizioni meteorologiche. Una batteria può reagire velocemente ma non necessariamente sostenere una carenza di più giorni. Un impianto termoelettrico può fornire energia più a lungo, ma richiede combustibile, acqua e tempi di avviamento. Un bacino idroelettrico può essere prezioso nei picchi, ma l'acqua disponibile è limitata e dipende dalla stagione.

Per la stessa ragione, aumentare la capacità installata non risolve automaticamente il problema. Una grande quantità di pannelli può produrre

poca energia in una sera invernale; una centrale può essere ferma per manutenzione; una linea internazionale può avere capacità teorica ma non poterla utilizzare per congestione. La pianificazione deve quindi combinare potenza, energia, durata, localizzazione e probabilità di indisponibilità. Il sistema sicuro non è quello con il numero più alto di megawatt sulla carta, ma quello che dispone della risorsa adatta nel momento e nel luogo in cui serve.

Le dipendenze possono inoltre alimentarsi a vicenda. Il gas serve a produrre elettricità; l'elettricità serve a comprimere e distribuire il gas; telecomunicazioni e sistemi digitali controllano entrambi. Un'interruzione in un anello può quindi propagarsi. Per ridurre questo rischio servono riserve, interconnessioni, accumuli, capacità di funzionare in condizioni degradate e domanda flessibile.

Carbone e uranio: rischi diversi

Il carbone è più facilmente accumulabile del gas. Può essere conservato vicino alla centrale e non richiede un flusso continuo attraverso una tubazione. Ma la sua sicurezza dipende da porti, ferrovie, navi, acqua e compatibilità della qualità del carbone con l'impianto. Una centrale può avere combustibile in piazzale e non riuscire comunque a produrre se mancano rete, acqua, personale o componenti.

Nel 2024 la domanda mondiale di carbone raggiunse circa 8,77 miliardi di tonnellate; la produzione superò 9 miliardi e il commercio internazionale fu di circa 1,55 miliardi. La Cina importò oltre 500 milioni di tonnellate e l'Indonesia ne esportò oltre 550 milioni. Questi dati descrivono un mercato fisico molto grande, non una garanzia automatica di sicurezza per ogni impianto.

L'uranio presenta un profilo ancora diverso. La catena comprende estrazione, trattamento, conversione, arricchimento, fabbricazione del combustibile e gestione del combustibile esaurito. Un operatore può conservare combustibile per più cicli, riducendo il rischio di un'interruzione immediata. Tuttavia, la conversione, l'arricchimento e la fabbricazione richiedono capacità tecnologiche qualificate, autorizzazioni e fornitori sostituibili solo con tempi lunghi. Non basta quindi contare il minerale estratto: bisogna osservare ogni fase del ciclo.

Disastri, sabotaggi e attacchi informatici

Terremoti, alluvioni, siccità, incendi, gelo e ondate di calore possono colpire produzione, raffreddamento, linee elettriche, porti, gasdotti e domanda. Un evento climatico può ridurre l'offerta e aumentare contemporaneamente il consumo: una giornata molto calda, per esempio, può mettere sotto pressione le reti proprio mentre limita la disponibilità di alcune risorse. La resilienza richiede protezione fisica, ricambi, piani di ripristino, esercitazioni, ridondanza e capacità di operare in condizioni degradate.

La sicurezza digitale è ormai parte della sicurezza fisica. La Cybersecurity and Infrastructure Security Agency statunitense, insieme al Federal Bureau of Investigation (FBI), ha documentato nel caso Colonial Pipeline del 2021 un meccanismo preciso: un ransomware colpì la rete informatica dell'operatore e l'azienda disconnesse preventivamente parte dei sistemi operativi, sospendendo il trasporto di carburante. Il caso mostra che non è necessario distruggere un impianto per produrre un effetto fisico: può bastare rendere indisponibile, per prudenza, il sistema che lo controlla.

Le difese comprendono segmentazione tra rete informatica e rete operativa, autenticazione forte, gestione degli accessi, inventario degli apparati, copie di sicurezza offline, procedure manuali, monitoraggio e collaborazione tra operatori. Anche la catena dei fornitori e il software di manutenzione devono essere considerati. Un sistema più interconnesso può essere più efficiente, ma anche più esposto a un guasto comune o a un attacco che attraversi più organizzazioni.

Le rinnovabili cambiano la dipendenza

Le fonti rinnovabili riducono il bisogno di importare combustibile durante il funzionamento. Un impianto solare non deve ricevere ogni giorno una nave di gas; un impianto eolico non dipende da una tubazione continua. Ma l'assenza di combustibile quotidiano non equivale all'assenza di dipendenze. Pannelli, turbine, inverter, batterie, trasformatori, cavi, software e ricambi hanno catene industriali proprie.

La differenza è tra dipendenza da un flusso continuo e dipendenza da un bene capitale. Il combustibile deve arrivare per tutta la durata del funzionamento; un bene capitale viene acquistato, installato e poi mantenuto. La seconda dipendenza può essere meno immediata, ma diventa critica quando una tecnologia, una lavorazione o un fornitore sono concentrati e non possono essere sostituiti rapidamente.

La sicurezza della transizione richiede quindi diversificazione delle tecnologie e delle filiere, standard comuni, disponibilità di ricambi, reti robuste, accumuli, interconnessioni e domanda flessibile. Le rinnovabili modificano la geopolitica dell'energia: non la cancellano.

Minerali e filiere concentrate

La vulnerabilità può trovarsi non nella miniera ma nella raffinazione, nella separazione, nei materiali intermedi, nelle celle, nei magneti o nei controlli all'esportazione. L'Agenzia internazionale dell'energia ha rilevato che la quota media dei primi tre Paesi nella raffinazione dei minerali considerati è salita dall'82% nel 2020 all'86% nel 2024. La Cina è il principale raffinatore per 19 dei 20 minerali analizzati, con una quota media intorno al 70%.

Le terre rare mostrano perché le fasi non vadano sommate. Nel 2024 la Cina rappresentava circa il 60% dell'estrazione, circa il 91% della separazione e raffinazione e circa il 94% dei magneti permanenti sinterizzati. Sono tre denominatori e tre passaggi diversi. Una quota elevata nella fabbricazione dei magneti non è la stessa cosa di una quota elevata nell'estrazione del minerale.

La Commissione europea ha selezionato 47 progetti strategici nell'ambito del regolamento europeo sulle materie prime critiche, in 13 Stati membri, con investimenti annunciati per circa 22,5 miliardi di euro. Progetti selezionati e capacità operativa non sono però la stessa cosa: fra annuncio, autorizzazione, costruzione e produzione commerciale passano anni.

L'Agenzia internazionale dell'energia stima, in uno scenario di domanda, un possibile deficit del rame del 30% nel 2035. È un risultato modellato, non una

previsione certa di una carenza già presente. Prezzi, riciclo, sostituzioni, nuovi investimenti e riduzione della domanda possono modificare il risultato.

Quanto costa essere sicuri

La sicurezza ha un costo anche quando non viene utilizzata. Scorte, terminali, linee alternative, manutenzione, cybersecurity, personale e capacità inutilizzata sono forme di assicurazione del sistema. Il loro valore si manifesta soprattutto quando qualcosa va storto; negli anni normali possono sembrare spesa superflua.

Un esempio costruito aiuta a capire l'ordine di grandezza. Se si mantengono 2.000 megawatt di capacità di riserva e si ipotizza un costo di 100.000 euro per megawatt all'anno, il costo è 2.000 moltiplicato per 100.000: 200 milioni di euro l'anno. Il costo unitario è ipotetico, non è una stima italiana e non descrive un mercato specifico. Serve soltanto a mostrare che una riserva costa anche quando non viene attivata.

Il confronto corretto è tra costo della protezione e perdita attesa, ottenuta moltiplicando la probabilità di un evento per il danno che produrrebbe. In pratica entrambe le grandezze sono incerte. Una ridondanza può essere costosa e inutilizzata per anni, ma razionale se protegge da un evento raro e molto dannoso; non ogni infrastruttura aggiuntiva è però automaticamente conveniente.

Bisogna inoltre distinguere il costo per il sistema, quello per lo Stato, quello per l'impresa e quello in bolletta. Una misura può abbassare il prezzo per alcuni utenti senza ridurre il costo reale delle risorse. La sicurezza è anche una questione distributiva: chi paga la protezione e chi riceve il beneficio non sempre coincidono.

La sicurezza è capacità di adattamento

La sicurezza energetica non si riassume nella quantità di energia prodotta entro i confini nazionali. Produrre internamente non basta se la fonte è unica, se l'impianto è concentrato, se la rete non è ridondante o se mancano

componenti e ricambi. Importare non significa automaticamente essere vulnerabili se esistono fornitori diversi, rotte alternative, scorte, interconnessioni e istituzioni capaci di reagire.

Una diversificazione reale combina fornitori, rotte, infrastrutture, scorte e capacità operative alternative. La robustezza dipende dalla possibilità di spostare i flussi, attivare riserve e mantenere il servizio quando uno degli anelli si interrompe. La sicurezza si costruisce quindi verificando ogni collegamento tra risorsa e servizio.

La transizione energetica cambia le dipendenze invece di cancellarle. Riduce alcuni flussi di combustibile e aumenta l'importanza di reti, componenti, materiali, software e capacità industriali. Efficienza e flessibilità della domanda sono perciò strumenti di sicurezza: ogni unità di energia non necessaria riduce il fabbisogno di produzione, trasporto, stoccaggio e importazione.

La domanda conclusiva non è se un Paese sia completamente indipendente. È se possa continuare a funzionare quando un fornitore, una rotta, un impianto, una rete o una filiera viene sottoposta a stress. La risposta dipende dalla combinazione di diversificazione, riserve, infrastrutture, tecnologia, istituzioni e capacità di adattamento.

La capacità di adattamento ha anche una dimensione organizzativa. Un terminale alternativo serve soltanto se esistono contratti, regole e collegamenti per usarlo; una scorta serve soltanto se qualcuno può autorizzarne il rilascio e distribuirla; una rete ridondante serve soltanto se gli operatori hanno procedure comuni e informazioni aggiornate. La sicurezza non è dunque solo una dotazione materiale. È anche la qualità delle decisioni, la chiarezza delle responsabilità e la rapidità con cui un sistema riconosce un problema.

Questa osservazione impedisce due errori opposti. Il primo è pensare che basti aggiungere infrastrutture: una nuova capacità può restare inutilizzata o creare una dipendenza diversa. Il secondo è pensare che basti il mercato a risolvere ogni emergenza: il prezzo può segnalare scarsità, ma non costruisce in poche ore una nave, una tubazione, un trasformatore o un impianto di riserva. La politica di sicurezza deve quindi preparare in anticipo le alternative, senza confondere la preparazione con la certezza che nessun incidente accadrà.

In definitiva, sicurezza energetica significa conservare opzioni. Un sistema ha più opzioni quando può cambiare fornitore, rotta, combustibile, orario di consumo o modalità di funzionamento; quando può isolare un guasto senza perdere tutto; quando dispone di informazioni e procedure per reagire. L'obiettivo realistico non è eliminare ogni rischio, ma ridurre la probabilità che un singolo evento diventi una crisi sistemica e contenere il danno quando la crisi si verifica.

Fonti

Agenzia internazionale dell'energia, Energy Security, pagina tematica. https://www.iea.org/topics/energy-security

Agenzia internazionale dell'energia, Oil security and emergency response, pagina istituzionale. https://www.iea.org/about/oil-security-and-emergency-response

Agenzia internazionale dell'energia, IEA Member Countries to Carry Out Largest Ever Oil Stock Release Amid Market Disruptions from Middle East Conflict, 11 marzo 2026. https://www.iea.org/news/iea-member-countries-to-carry-out-largest-ever-oil-stock-release-amid-market-disruptions-from-middle-east-conflict

Agenzia internazionale dell'energia, Global Critical Minerals Outlook 2025, 2025. https://www.iea.org/reports/global-critical-minerals-outlook-2025

Agenzia internazionale dell'energia, With New Export Controls, China Dominates the Supply of Rare Earths Used in Many Industrial Products, 2025. https://www.iea.org/commentaries/with-new-export-controls-china-dominates-the-supply-of-rare-earths-used-in-many-industrial-products

Agenzia internazionale dell'energia, Coal 2024, 2024. https://www.iea.org/reports/coal-2024

Eurostat, Energy statistics — an overview. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview

Eurostat, Shedding light on energy in Europe 2025.
https://ec.europa.eu/eurostat/web/interactive-publications/energy-2025

Commissione europea, Security of gas supply.
https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-security/security-gas-supply_en

Commissione europea, Gas storage.
https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-security/gas-storage_en

Commissione europea, IP/25/864 — progetti strategici sulle materie prime critiche, 2025.
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/documents?reference=IP/25/864&language=en

Unione europea, Regolamento (UE) 2022/1032, 2022.
https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2022/1032/oj

Unione europea, Regolamento (UE) 2022/1369 sulle misure coordinate di riduzione della domanda di gas, 2022.
https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2022/1369/oj

Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, Relazione annuale 2023 — sintesi.
https://www.arera.it/fileadmin/EN/publications/annual_report/summary_2023.pdf.pdf

Adriatic LNG, Press Release Operational Data 2023, 2023.
https://www.adriaticlng.it/en/media/press-releases/corporate/cs-dati-operativi-2023

Cybersecurity and Infrastructure Security Agency e Federal Bureau of Investigation, AA21-131A — DarkSide Ransomware, 2021.
https://www.cisa.gov/news-events/cybersecurity-advisories/aa21-131a

03.29 — Sussidi, tassazione e investimenti

Il prezzo che vediamo non è tutto il costo

Il prezzo dell'energia pagato da una famiglia o da un'impresa sembra un numero semplice: euro per kilowattora, litro, megawattora o gigajoule. In realtà quel prezzo è il risultato di più strati. Comprende il costo di estrazione o generazione, la rete, il trasporto, il rischio, il margine, le imposte, gli oneri e talvolta un sostegno pubblico. Può non comprendere pienamente danni sanitari, emissioni climatiche, congestione, incidenti o costi futuri di bonifica.

Per questo non esiste un unico numero universale dei sussidi energetici. Prima di confrontare due cifre bisogna chiedere che cosa viene contato, chi riceve il beneficio, quale prezzo o sistema fiscale viene usato come riferimento, a quale anno si riferisce il dato e se si tratta di spesa pubblica, mancato gettito o costo esterno modellato.

Un governo può trasferire denaro a una famiglia per ridurre una bolletta. Può rinunciare a una parte dell'IVA, garantire un prestito, fissare un prezzo amministrato o finanziare una rete. Un combustibile può essere venduto sotto il suo valore di mercato senza che nel bilancio compaia un bonifico equivalente. Un danno sanitario può essere stimato in miliardi senza che esista un pagamento pubblico alle imprese. Sono fenomeni economici collegati, ma non la stessa cosa.

La domanda corretta non è quindi "quanto sussidia il mondo?". È: quale misura, per quale beneficiario, in quale anno, rispetto a quale riferimento e con quale costo netto per bilancio, consumatori e società?

Che cosa può essere un sussidio

In senso ampio, un sussidio è una misura pubblica o di prezzo che riduce il costo sostenuto da un beneficiario rispetto a un riferimento definito. Il

riferimento può essere il prezzo internazionale, il costo di approvvigionamento, l'aliquota fiscale ordinaria, il rendimento richiesto dal mercato o il costo sociale comprensivo dei danni esterni.

Un trasferimento diretto è il caso più intuitivo: lo Stato, un fondo o un ente pubblico paga una somma a una famiglia, a un'impresa o a un progetto. Una spesa fiscale funziona diversamente: il beneficiario paga meno imposte grazie a una deduzione, un credito, un'esenzione o un'aliquota ridotta. Il costo per il bilancio è il gettito non riscosso rispetto al sistema fiscale di riferimento.

Una garanzia pubblica riduce il rischio assunto da una banca o da un investitore. Il valore nominale garantito non è però il costo fiscale effettivo. Se una garanzia copre un miliardo di euro, il costo atteso dipende dalla probabilità di insolvenza, dalla perdita in caso di insolvenza, dai recuperi, dai premi e dalla durata.

Un prezzo amministrato può trasferire risorse senza passare direttamente dal bilancio. Se il costo di approvvigionamento è 100 euro per megawattora e il prezzo imposto è 70, la differenza deve essere assorbita da un'impresa, da un fondo, da altri consumatori o dal bilancio pubblico. Se il prezzo è stabilito sopra il costo efficiente, non è automaticamente un sussidio.

Il prezzo inferiore al valore di mercato è un altro caso. L'IEA, Agenzia internazionale dell'energia, misura spesso il *price-gap*, cioè il divario fra un prezzo di riferimento corretto e il prezzo finale osservato. L'OECD, Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico, costruisce invece un inventario di misure pubbliche. L'IMF, Fondo monetario internazionale, aggiunge ai sussidi espliciti costi esterni modellati. La WTO, Organizzazione mondiale del commercio, usa una definizione giuridica più stretta.

Perché le grandi stime sono diverse

La WTO considera sussidio una misura che presenta tre elementi: un contributo finanziario da parte di un governo o ente pubblico, un beneficio e, per la disciplina commerciale, una specificità a un'impresa, settore o gruppo di

imprese. La definizione comprende sovvenzioni, prestiti, apporti di capitale, garanzie, incentivi fiscali, fornitura di beni o servizi e acquisti pubblici.

È una definizione giuridica, non un inventario mondiale dei costi energetici. Non trasforma automaticamente un danno sanitario non tassato in un sussidio WTO. Un'imposta generale applicata a molti settori non è automaticamente un aiuto specifico a un'industria; una garanzia concessa a un progetto particolare può invece produrre un beneficio giuridicamente rilevante.

L'IEA osserva soprattutto il consumo dei combustibili fossili rispetto al loro valore di mercato. Il calcolo concettuale è:

sussidio unitario = prezzo di riferimento corretto − prezzo finale osservato

sussidio totale = sussidio unitario × quantità consumata

Il prezzo di riferimento può includere prezzo internazionale, trasporto, distribuzione e IVA secondo la metodologia. Non coincide necessariamente con il costo contabile di estrazione e cambia fra Paesi importatori ed esportatori. Un prezzo internazionale elevato può far crescere il divario anche senza una nuova legge; un prezzo internazionale basso può ridurlo senza una riforma.

Nel 2022 l'IEA stimò sussidi mondiali al consumo di combustibili fossili superiori a 1.000 miliardi di dollari. Gas ed elettricità più che raddoppiarono rispetto al 2021 e i sussidi al petrolio aumentarono di circa l'85%. La stessa analisi stimò oltre 500 miliardi di dollari di spesa aggiuntiva per ridurre le bollette, soprattutto nelle economie avanzate, con circa 350 miliardi in Europa. Le due cifre non sono sinonimi: una spesa per contenere una bolletta può non essere un sussidio *price-gap* se il prezzo finale resta sopra il riferimento.

L'OECD usa un inventario dal basso verso l'alto: individua trasferimenti e spese fiscali, li collega a misure e settori e avverte che il risultato dipende dalla trasparenza dei bilanci e dai sistemi fiscali nazionali. Il suo riferimento fiscale non è identico in ogni Paese. Una spesa fiscale calcolata rispetto a un'aliquota ordinaria nazionale non è direttamente confrontabile con un divario rispetto a un prezzo internazionale.

Per il 2024, l'aggregato combinato OECD–IEA pubblicato ufficialmente è di circa 916,3 miliardi di dollari, contro 1.031,2 miliardi nel 2023. Il dato 2024 è preliminare e copre 82 economie. Non va ricostruito sommando autonomamente il totale OECD all'IEA: il valore combinato è già una stima ufficiale aggregata.

Nel solo inventario OECD il valore è circa 370,8 miliardi di dollari, composto da 170,9 miliardi di trasferimenti diretti e 199,9 miliardi di mancato gettito. Sono valori nominali e preliminari, non una misura dei costi climatici o sanitari.

L'inventario può descrivere la stessa misura in modi diversi a seconda del punto di osservazione. Un credito d'imposta può essere sostegno al produttore se riduce il costo di un impianto, incentivo tecnologico se è condizionato alla produzione rinnovabile o perdita di gettito se si guarda al bilancio. Non sono necessariamente tre misure: può essere un solo provvedimento visto attraverso tre contabilità. Per evitare il doppio conteggio bisogna seguire norma e flusso economico, non sommare tutte le etichette.

Anche il momento della registrazione cambia il risultato. Un credito maturato può non essere utilizzato nello stesso anno; un contributo approvato può essere pagato a tranche; un prezzo regolato può generare un debito dell'operatore verso un fondo. La data della legge, la competenza economica, la cassa e la produzione fisica possono quindi riferirsi ad anni diversi.

I trilioni dell'IMF non sono bonifici

L'IMF distingue sussidi espliciti e impliciti. I primi comprendono il divario fra prezzo al dettaglio e costo di approvvigionamento e il sostegno diretto ai produttori. I secondi includono costi esterni non incorporati, come inquinamento atmosferico locale, clima, congestione, incidenti e danni stradali, oltre al mancato recupero di imposte generali sui consumi secondo il modello.

Per il 2024 l'IMF stima circa 730 miliardi di dollari di sussidi espliciti, equivalenti allo 0,6% del PIL mondiale, e circa 6.700 miliardi di sussidi impliciti, pari al 5,8% del PIL mondiale. Nei sussidi espliciti, circa l'85% è attribuito ai consumatori e il 15% ai produttori.

I 6.700 miliardi non sono miliardi materialmente versati dallo Stato alle imprese fossili. Sono un valore economico modellato: indicano costi trasferiti alla società perché non sono incorporati nel prezzo. Se l'inquinamento causa malattie, morti premature o perdite di produttività, il danno può essere monetizzato per valutare il costo sociale; non per questo esiste un pagamento di pari importo a un'azienda.

La distribuzione è importante. Nella parte coperta dalle indagini sulle famiglie, l'IMF stima che la metà più ricca della popolazione riceva circa tre quarti dei benefici espliciti e che il decile più ricco riceva circa sette volte quanto il decile più povero. Il perimetro riguarda quella parte analizzata dalle indagini, non tutti i sussidi mondiali. Un prezzo basso può quindi proteggere i poveri in termini percentuali ma assegnare più euro assoluti a chi consuma di più.

Le quattro metodologie rispondono a domande diverse. WTO chiede se esista un sussidio specifico secondo il diritto commerciale; IEA misura soprattutto il prezzo al consumo rispetto al riferimento; OECD cataloga misure pubbliche e fiscali; IMF valuta anche danni non prezzati. Nessuna è semplicemente la versione corretta delle altre.

Chi beneficia: famiglie, imprese e industria

Il consumatore non è una categoria unica. Una famiglia può ricevere un bonus, un'impresa può pagare un'accisa ridotta, un grande stabilimento può ottenere compensazioni per i costi indiretti dell'EU ETS, il sistema europeo di scambio delle quote di emissione. Un proprietario può ricevere una detrazione per riqualificare un edificio mentre l'inquilino sostiene la bolletta. Un contribuente futuro può finanziare il debito creato da una misura presente.

Le industrie svolgono tre ruoli contemporaneamente. Sono grandi consumatrici di elettricità e combustibili; possono essere beneficiarie di agevolazioni, prezzi regolati, crediti d'imposta, garanzie o compensazioni; sono anche destinatarie e realizzatrici di investimenti per efficienza, elettrificazione e conversione dei processi. Un sostegno all'industria può proteggere occupazione e competitività, ma può anche conservare impianti inefficienti o trasferire il costo agli altri utenti.

L’inventario OECD 2025 registra nel 2024 circa 75,7 miliardi di dollari di sostegno a manifattura e industria. Non è una misura dei processi industriali e non include automaticamente i costi esterni IMF. Per valutare la politica occorre chiedere se il beneficio sia temporaneo, condizionato a investimenti e riduzioni di emissioni, aperto alla concorrenza e proporzionato al rischio di delocalizzazione.

Il beneficiario legale non è sempre il beneficiario economico finale. Una garanzia può favorire una banca e un progetto; il progetto può ridurre il prezzo futuro; i proprietari del capitale possono ottenere la rendita. Una riduzione dell’IVA può essere assorbita in parte dal prezzo. L’incidenza effettiva dipende dalla capacità di venditori e acquirenti di assorbire o trasferire una variazione di prezzo — ciò che gli economisti descrivono attraverso l’elasticità della domanda e dell’offerta — e anche dalla struttura del mercato e dal potere contrattuale. Anche la filiera conta: il produttore può ricevere un prezzo garantito, il grossista può cambiare il margine e il consumatore può vedere solo una parte del beneficio. Per valutare la distribuzione bisogna seguire la misura fino alla bolletta o al bilancio dell’impresa, non fermarsi al destinatario formale dell’agevolazione.

Sostegno alla produzione e protezione della domanda

Un sostegno al produttore migliora ricavi, liquidità o accesso al capitale. Può assumere la forma di contributo in conto capitale, credito d’imposta, prestito agevolato, garanzia, contratto di acquisto, tariffa incentivante o compensazione. L’obiettivo può essere costruire capacità, sostenere una filiera, ridurre il rischio o correggere un’esternalità.

Un sostegno al consumatore riduce la bolletta o aumenta il reddito disponibile. Può essere un trasferimento, un bonus, un buono, un tetto al prezzo, una riduzione di accisa o un’IVA agevolata. La misura universale è rapida ma costosa e tende a beneficiare anche chi non è vulnerabile. La misura mirata è più progressiva ma richiede dati, procedure e capacità amministrativa.

Una politica può combinare i due lati. Un impianto rinnovabile può ricevere un contratto di ricavo prevedibile mentre le famiglie ricevono un sostegno mirato

per pagare la bolletta. Separare i beneficiari evita di chiamare “aiuto ai consumatori” una misura che riduce in realtà il rischio del produttore.

Rinnovabili, reti e contratti per differenza

Le tariffe incentivanti garantiscono un prezzo per unità di energia prodotta. Un premio aggiunge un importo al prezzo di mercato. Un’asta seleziona progetti in base a un’offerta. Un credito d’imposta riduce il costo fiscale dell’investimento. Un contributo in conto capitale riduce il capitale iniziale. Sono strumenti diversi e possono produrre numeri diversi anche per la stessa tecnologia.

Bisogna distinguere potenza installata, energia prodotta, pagamento unitario, durata e impegno cumulato. Un impianto da 100 megawatt non produce 100 megawattora ogni ora dell’anno. Il costo annuale dell’incentivo dipende da produzione reale, prezzo, regole e ore di funzionamento.

Un contratto per differenza, CfD (*Contract for Difference*), stabilisce un prezzo di esercizio. Esempio costruito: con prezzo di esercizio di 80 euro per megawattora, prezzo di mercato di 60 e produzione di 1.000 megawattora, il pagamento è (80 − 60) × 1.000 = 20.000 euro. Se il mercato sale a 100 euro, il produttore restituisce (100 − 80) × 1.000 = 20.000 euro. Il costo netto dipende dalla sequenza dei prezzi e dalla simmetria del contratto.

Il CfD riduce l’incertezza dei ricavi e può abbassare il costo del capitale. Non rende però automaticamente economico un progetto: prezzo di esercizio, produzione, connessione, durata e rischio di costruzione restano determinanti. Un’asta ben progettata può ridurre il sovracompenso; una regola debole può trasformare il sostegno in rendita.

Le reti e gli accumuli hanno una logica diversa dalla produzione. Una rete può generare benefici di sistema che il singolo investitore non cattura: meno congestione, maggiore affidabilità e integrazione delle fonti variabili. Un accumulo può essere remunerato da arbitraggio, servizi di bilanciamento, capacità, contratto o tariffa. L’efficienza energetica può produrre risparmi nel tempo ma richiede capitale anticipato, problema rilevante per famiglie, inquilini e imprese con vincoli finanziari.

Nucleare, rischio e attività incagliate

Se le rinnovabili pongono soprattutto la questione della variabilità e della rete, il nucleare rappresenta un caso limite nella gestione del rischio di capitale e dei tempi di costruzione. La sua valutazione economica comprende capitale iniziale, ritardi, responsabilità, combustibile, rifiuti e smantellamento. Una garanzia o una partecipazione pubblica può ridurre il costo del debito, ma trasferisce allo Stato una parte del rischio di costruzione e di mercato. Un CfD o un contratto di lungo periodo rende prevedibili i ricavi, ma può impegnare consumatori e bilanci futuri.

Una garanzia nominale da un miliardo di euro non costa necessariamente un miliardo. In un esempio costruito, con probabilità di insolvenza del 5% e perdita effettiva dell'80%, la perdita attesa iniziale è 1.000 × 0,05 × 0,80 = 40 milioni di euro. Premi, recuperi, durata e correlazione dei rischi possono modificare il risultato. Il valore atteso non elimina però la possibilità di perdite rare ma molto più grandi del caso medio.

Un'attività incagliata è un bene che perde valore o utilità prima della fine tecnica prevista. Un impianto fossile può diventare sottoutilizzato per un prezzo del carbonio, una riduzione della domanda o un combustibile più caro; un progetto pulito può incagliarsi se la tecnologia non raggiunge le prestazioni attese o se la rete non è disponibile. Non ogni capacità non utilizzata è uno spreco: una riserva può avere valore assicurativo. Bisogna però misurare il servizio fornito e il costo della capacità.

Imposte, accise e prezzo della CO_2

Le accise sono imposte per unità fisica, per esempio euro per litro o megawattora. L'IVA è normalmente proporzionale al valore imponibile. Le royalties riguardano l'uso di risorse o concessioni; le imposte sui profitti colpiscono il risultato economico; un prelievo straordinario può colpire margini eccezionali.

Un'accisa può avere finalità di gettito e produrre anche un effetto ambientale. Una tassa sul carbonio fissa un prezzo esplicito per tonnellata di CO_2

equivalente. L'ETS crea invece un mercato di quote entro un limite complessivo. Un prezzo ombra del carbonio — ossia un valore teorico attribuito alle emissioni nei modelli interni di analisi costi-benefici — non è un pagamento reale e non genera gettito.

Nel sistema europeo ETS le quote sono distribuite soprattutto tramite asta, con una parte assegnata gratuitamente per ridurre il rischio di rilocalizzazione. Tra il 2021 e il 2030 fino al 57% delle quote generali può essere messo all'asta. La Commissione indica oltre 230 miliardi di euro di ricavi d'asta cumulati dall'avvio del sistema e 38,8 miliardi nel 2024, di cui circa 25 miliardi distribuiti direttamente agli Stati membri. Nel 2024 quasi 3 miliardi furono destinati al Fondo per l'innovazione e oltre 6 miliardi al Fondo per la modernizzazione.

Questi sono ricavi pubblici da aste, non il costo totale sostenuto dalle imprese e non una misura delle emissioni evitate. Il Fondo per l'innovazione dispone di una dotazione stimata in circa 40 miliardi di euro fra 2020 e 2030, il cui valore effettivo dipende dal prezzo delle quote; il Fondo per la modernizzazione sostiene 13 Stati membri con investimenti in reti, accumuli, efficienza e famiglie a basso reddito. Un ricavo d'asta è un'entrata; un progetto approvato è un impegno; una spesa erogata e un impianto operativo sono passaggi successivi.

Il prezzo pagato può contenere contemporaneamente imposte e sostegni. Supponiamo un prezzo di riferimento completo di 100 euro per megawattora: se il prezzo prima delle imposte è 80 euro e accisa e IVA portano quello finale oltre 100, secondo la metodologia IEA non esiste necessariamente un sussidio al consumo, anche se può esistere un'agevolazione fiscale in un altro punto. Al contrario, un prezzo gravato da imposte può non incorporare tutti i danni sanitari o climatici.

Investimenti e costo del capitale

L'investimento non è soltanto la costruzione di una centrale. Comprende reti, trasformatori, accumuli, terminali, efficienza, elettrificazione, ricerca e infrastrutture industriali. Nel 2026 l'IEA prevede circa 3.400 miliardi di dollari di investimenti energetici mondiali. Di questi, circa 2.200 miliardi riguardano reti,

accumuli, combustibili a basse emissioni, nucleare, rinnovabili, efficienza ed elettrificazione; circa 1.200 miliardi riguardano petrolio, gas e carbone.

Il confronto fra i due aggregati non è un giudizio automatico sulla bontà degli investimenti. Le reti sono necessarie a molti percorsi tecnologici; l'elettrificazione aumenta la domanda di connessioni; l'efficienza riduce il fabbisogno ma richiede spesa anticipata; i combustibili fossili possono finanziare produzione esistente o nuova capacità. Un miliardo investito non equivale allo stesso risultato in un parco solare, una linea di trasmissione, un terminale o una ristrutturazione.

Il totale IEA include capitale privato e pubblico e categorie con gradi diversi di certezza. Una stima annuale non dice se il denaro provenga da bilanci statali, banche, imprese o famiglie, né se tutti i progetti abbiano raggiunto la decisione finale. È una misura della direzione e della scala degli investimenti previsti, non una graduatoria di efficacia. Per giudicare il risultato servirebbero anche produzione, ore di funzionamento, rete disponibile, emissioni del ciclo di vita e costi sostenuti dagli utenti.

Sempre secondo le stime IEA 2026, le reti richiedono quasi 550 miliardi, le batterie oltre 100 miliardi, le rinnovabili circa 665 miliardi, di cui circa 365 miliardi per il solare, e l'efficienza circa 350 miliardi l'anno. Sono previsioni o stime per il 2026, non consuntivi definitivamente osservati e non spesa pubblica.

Il costo medio ponderato del capitale, WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), combina costo del debito e rendimento richiesto dagli azionisti. Il CAPEX (*Capital Expenditure*) è la spesa in conto capitale; l'OPEX (*Operating Expenditure*) è il costo ricorrente di esercizio e manutenzione. Il VAN, valore attuale netto, confronta investimento e flussi attualizzati; il TIR, tasso interno di rendimento, è il tasso che rende nullo il VAN.

Esempio costruito: un investimento iniziale di 100 milioni produce un beneficio netto annuo di 10 milioni per 20 anni. Con un tasso di attualizzazione del 4% il valore attuale dei flussi è circa 135,9 milioni; al 10% scende a circa 85,1 milioni. Nel primo caso il progetto può avere un VAN positivo; nel secondo può non

recuperare l'investimento. La tecnologia non è cambiata: è cambiato il costo del capitale associato al rischio.

Un progetto in un Paese instabile può quindi costare più dello stesso progetto in un Paese con credito meno caro, rete affidabile e regole credibili. Garanzie, contratti di lungo periodo, banche pubbliche e regolazione possono abbassare il WACC, ma trasferiscono una parte del rischio e devono essere contabilizzati.

Annunci, impegni e risultati

La sequenza finanziaria è più lunga di un comunicato stampa: annuncio politico, stanziamento, bando, assegnazione, impegno contrattuale, decisione finale di investimento, costruzione, spesa e produzione. Un governo può annunciare 10 miliardi, stanziare 8, assegnare 6, impegnare 5, spendere 3 e avere opere operative per 1 miliardo. La spesa realizzata è il 30% dell'annuncio, ma anche questo è un esempio costruito.

La stessa distinzione vale per gli investimenti IEA. Una stima di investimenti mondiali previsti non è un consuntivo. Un progetto annunciato può essere cancellato; uno finanziato può essere rinviato; uno costruito può produrre meno del previsto. Occorrono anno, valuta, fase del progetto, fonte del capitale e definizione di "investimento".

Una garanzia, un credito fiscale e un prestito non vanno sommati al loro valore nominale come se fossero tre pagamenti. Un prestito può essere rimborsato; una garanzia può non essere escussa; un credito può essere usato soltanto da un'impresa con imponibile sufficiente. Il costo netto dipende da pagamenti, ricavi, recuperi, rischio e risultato.

Crisi, distribuzione e giudizio sulle politiche

Durante una crisi la protezione della domanda può essere necessaria. Tagli di accise, riduzioni IVA, bonus, tetti al prezzo e compensazioni possono evitare che una famiglia perda il riscaldamento o che un'impresa interrompa un servizio essenziale. Ma una misura universale è costosa e può ridurre

l’incentivo al risparmio; una misura mirata è più precisa ma può arrivare tardi o lasciare fuori persone non registrate.

La valutazione deve considerare obiettivo, addizionalità, durata, costo pubblico, rischio, risultati osservabili e distribuzione. Un incentivo ha addizionalità se induce un investimento che senza sostegno non sarebbe avvenuto o sarebbe stato più piccolo o più lento. Se remunera un progetto già conveniente, può creare una rendita senza aumentare il risultato.

L’addizionalità non è sempre osservabile con un confronto semplice. Un’impresa può dichiarare che avrebbe investito comunque; una famiglia può anticipare un acquisto grazie all’incentivo; un progetto può diventare finanziabile solo perché il contratto riduce il rischio. Servono, quando possibile, dati prima e dopo, gruppi di confronto e verifica degli impianti effettivamente entrati in servizio. Un numero di domande accolte misura l’accesso alla misura, non automaticamente l’energia risparmiata o le emissioni evitate.

Bisogna valutare anche il controfattuale: che cosa sarebbe accaduto senza la misura? Un impianto incentivato può aumentare la capacità ma richiedere rete e accumuli; una tassa può ridurre emissioni ma colpire famiglie senza alternative; un sostegno industriale può difendere occupazione ma conservare tecnologie obsolete; una garanzia può mobilitare capitale ma esporre il bilancio a una perdita futura.

In Italia il catalogo ISPRA basato sul MASE stima per il 2024 123,5 miliardi di euro di misure con rilievo ambientale: 25,4 miliardi di sussidi ambientalmente dannosi, 71,8 miliardi favorevoli e 26,3 miliardi di incerta classificazione, per 191 misure. Il sostegno ai combustibili fossili compreso nei sussidi dannosi è circa 19,6 miliardi. Il catalogo riguarda l’insieme delle misure ambientali italiane, non soltanto l’energia: non è direttamente confrontabile con IEA, OECD o IMF.

L’anno resta decisivo: questi valori descrivono il catalogo 2024 e non vanno presentati come fotografia automatica delle misure in vigore nel 2026. Modifiche normative, scadenze e riclassificazioni possono cambiare sia il numero delle misure sia il loro valore senza rendere confrontabili, per questo solo motivo, edizioni costruite con perimetri diversi.

Una sintesi: rendere visibili i trasferimenti

Sussidi, imposte e investimenti cambiano il prezzo apparente dell'energia e il rischio delle decisioni. Possono correggere danni esterni, accelerare tecnologie, proteggere famiglie, difendere industria e costruire infrastrutture che il mercato da solo finanzia male. Possono però anche generare rendite, sovracapacità, dipendenza da incentivi, debito e attività incagliate.

Il criterio non è essere a favore o contro i sussidi in astratto. È rendere visibile il trasferimento: chi paga, chi beneficia, quale rischio viene assunto, quale riferimento si usa, che cosa accade senza la misura e quale risultato viene davvero osservato. Un trasferimento diretto, una spesa fiscale, un price-gap, una garanzia, un ricavo ETS e un costo esterno non sono intercambiabili.

Le grandi cifre diventano utili solo quando hanno un perimetro. I 6.700 miliardi IMF non corrispondono a esborsi di bilancio di pari importo; i 916,3 miliardi OECD–IEA non vanno ricostruiti sommando serie; i 3.400 miliardi IEA 2026 sono una previsione di investimenti, non una spesa pubblica osservata; i 123,5 miliardi italiani sono un catalogo ambientale, non il totale dei sussidi energetici.

Una politica energetica ben progettata deve quindi indicare beneficiario, durata, costo netto, rischio, addizionalità, distribuzione, uscita e misura del risultato nel tempo e con responsabilità chiaramente assegnate. Il prezzo finale può essere modificato, ma il costo non scompare: si sposta fra consumatori, produttori, contribuenti, bilanci futuri, salute, clima e infrastrutture. Capire dove si sposta è il primo requisito per giudicare se una politica sia efficace, equa e sostenibile. La trasparenza non elimina il conflitto fra obiettivi, ma impedisce che una cifra aggregata nasconda chi sostiene il rischio e chi incassa il beneficio.

Prima di giudicare una misura bisogna quindi seguire la catena economica completa: norma, prezzo, beneficiario, finanziatore, rischio, flusso di cassa, risultato e conseguenza distributiva. Solo questa sequenza permette di confrontare politiche diverse senza confondere grandezze che hanno nomi simili ma significati diversi.

Fonti

WTO, *Subsidies and Countervailing Measures overview*.
https://www.wto.org/english/tratop_e/scm_e/subs_e.htm

IEA, *Fossil Fuels Consumption Subsidies 2022*, 2023.
https://www.iea.org/reports/fossil-fuels-consumption-subsidies-2022

OECD, *OECD Inventory of Support Measures for Fossil Fuels 2025*, 2025.
https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2025/12/oecd-inventory-of-support-measures-for-fossil-fuels-2025_0377283f/6fff0cb7-en.pdf

OECD, *Fossil fuel support*.
https://www.oecd.org/en/topics/sub-issues/fossil-fuel-support.html

IMF, *Fossil Fuel Subsidies*, aggiornamento 22 aprile 2026.
https://www.imf.org/en/topics/climate-change/energy-subsidies

IEA, *World Energy Investment 2026*, 2026.
https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2026

IEA, *Impacts of Middle East conflict set to reshape energy investment plans as disruptions put focus on security*, 28 maggio 2026.
https://www.iea.org/news/impacts-of-middle-east-conflict-set-to-reshape-energy-investment-plans-as-disruptions-put-focus-on-security

Commissione europea, *Energy taxation*.
https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-taxation_en

Commissione europea, *Auctioning of allowances*.
https://climate.ec.europa.eu/areas-action/carbon-markets/eu-emissions-trading-system-eu-ets/auctioning-allowances_en

Commissione europea, *Innovation Fund*.
https://commission.europa.eu/funding-and-tenders/find-funding/eu-funding-programmes/innovation-fund_en

Commissione europea, *Modernisation Fund*.
https://commission.europa.eu/funding-and-tenders/find-funding/eu-funding-programmes/modernisation-fund_en

ISPRA, *Sussidi ambientalmente favorevoli e sussidi ambientalmente dannosi*.
https://indicatoriambientali.isprambiente.it/it/economia-e-ambiente/sussidi-ambientalmente-favorevoli-e-sussidi-ambientalmente-dannosi

03.30 — Fusione e tecnologie emergenti

Un record non è ancora una centrale

Il 7 aprile 2025 il National Ignition Facility, negli Stati Uniti, ha annunciato un nuovo record: 8,6 ± 0,45 megajoule di energia di fusione ottenuti dopo aver consegnato 2,08 megajoule di energia laser al bersaglio. Il rapporto fra i due valori, chiamato *target gain*, è stato 4,13. È un risultato autentico e importante: ancora una volta la fusione inerziale ha mostrato che il bersaglio può restituire più energia di quella laser che lo ha colpito.

Ma dove sono state misurate quelle energie? La prima, nel bersaglio; la seconda, nella luce ultravioletta arrivata sulla capsula. Il confronto non comprende tutta l'elettricità consumata dall'impianto laser, dai condensatori, dagli amplificatori, dal raffreddamento, dal vuoto e dalle apparecchiature di controllo. Non descrive nemmeno una turbina che recupera calore, un generatore che produce corrente o una centrale che vende elettricità alla rete.

La domanda corretta non è quindi se il record sia "vero". Lo è. Bisogna chiedere quale energia è stata misurata, rispetto a quale ingresso, per quanto tempo e dentro quale sistema. La stessa domanda serve per la fusione magnetica, per il solare dallo spazio, per l'energia ottenuta dal gradiente salino e per i dispositivi che trasformano la luce o il calore in combustibili ed elettricità.

Una tecnologia energetica attraversa diverse soglie. Prima si osserva un fenomeno fisico. Poi si costruisce una macchina capace di ripeterlo, si dimostra che i componenti resistono, si recupera l'energia prodotta e la si converte in una forma utile. Solo dopo si può verificare se l'impianto è riparabile, autorizzabile, finanziabile e abbastanza disponibile da vendere un prodotto a un costo sostenibile. La fusione ha superato alcune di queste soglie. Nessun impianto ha ancora dimostrato l'intera catena della centrale elettrica.

Che cosa fonde davvero

La reazione più studiata per una futura centrale utilizza due isotopi dell'idrogeno: deuterio e trizio. Il deuterio ha nel nucleo un protone e un neutrone; il trizio un protone e due neutroni. Quando i due nuclei riescono ad avvicinarsi abbastanza da vincere la repulsione elettrica, la forza nucleare li unisce e si forma un nucleo di elio-4, insieme a un neutrone. La reazione è:

D + T → He-4 + n + 17,6 MeV

Un megaelettronvolt, o MeV, è un'unità di energia usata nella fisica nucleare. In questa reazione i 17,6 MeV sono distribuiti in modo molto asimmetrico: circa 3,5 MeV restano nella particella alfa, il nucleo di elio carico elettricamente, e circa 14,1 MeV nel neutrone.

La differenza è decisiva. La particella alfa risente dei campi magnetici e può rimanere nel plasma, cedendo energia alle altre particelle e contribuendo a mantenere la temperatura. Il neutrone non ha carica: attraversa il campo magnetico e colpisce la prima parete, il divertore, il componente che smaltisce il calore e rimuove le impurità, e il *blanket*, lo strato che in una futura centrale dovrebbe assorbire i neutroni, schermare i magneti e trasferire calore a un refrigerante.

Lo stesso neutrone che rende possibile il recupero del calore crea però un problema di materiali. I neutroni da 14,1 MeV spostano gli atomi nei reticoli cristallini, producono trasmutazioni e possono generare idrogeno ed elio dentro i materiali. Con il tempo cambiano tenacità, conducibilità, dimensioni e resistenza. Una centrale non deve soltanto produrre una reazione: deve farlo mentre le strutture più vicine al plasma ricevono un ambiente molto più severo di quello di un normale impianto termico.

Perché la reazione avvenga con una frequenza utile, il combustibile deve essere portato a temperature dell'ordine di 100–150 milioni di gradi Celsius. A queste temperature la materia è un plasma, un gas ionizzato formato da nuclei ed elettroni. Il plasma deve essere abbastanza caldo, abbastanza denso e confinato abbastanza a lungo. Il criterio di Lawson riassume questa condizione

collegando densità, temperatura e tempo di confinamento; il cosiddetto triplo prodotto è una forma sintetica dello stesso problema.

Non esiste però una temperatura che, da sola, garantisca l'energia netta. Un plasma può essere caldissimo ma troppo rarefatto o instabile; può essere denso ma perdere rapidamente energia; può durare a lungo senza produrre una potenza di fusione utile. Le perdite per conduzione, radiazione e fuga di particelle devono essere compensate dal riscaldamento e, nelle condizioni migliori, dall'autoriscaldamento delle particelle alfa.

Nel confinamento magnetico il plasma viene sospeso in una camera a forma di ciambella da campi magnetici. Il *tokamak* usa una combinazione di campo toroidale e corrente nel plasma; lo *stellarator* utilizza invece bobine esterne tridimensionali, con una geometria più complessa ma potenzialmente adatta al funzionamento continuo. Nel confinamento inerziale una capsula minuscola viene compressa e riscaldata da laser o altri impulsi: il combustibile resta confinato per la propria inerzia solo per un tempo brevissimo.

Il deuterio è presente nell'acqua naturale. Il trizio, invece, è radioattivo, ha un'emivita di circa 12,3 anni e non è disponibile in grandi quantità commerciali. Una centrale D-T dovrebbe produrlo nel blanket a partire dal litio, usando i neutroni della fusione. Il rapporto fra trizio prodotto e trizio consumato dovrebbe essere superiore a uno, ma il margine deve coprire decadimento, perdite, trizio trattenuto nei materiali, trattamento, manutenzione e inventario necessario per alimentare l'impianto. La possibilità teorica non equivale ancora alla dimostrazione di un ciclo del combustibile autosufficiente in una centrale.

Le diverse forme di pareggio

Quando si parla di "energia netta" nella fusione, il significato dipende dal confine del calcolo. Nel caso di NIF, il *target gain* confronta l'energia di fusione prodotta dalla capsula con l'energia laser che ha raggiunto il bersaglio. È una misura della fisica dell'implosione. Non è il rendimento dell'intero laser e non indica quanta elettricità resterebbe dopo aver alimentato l'impianto.

Nel confinamento magnetico si usa spesso Q_{plasma}, il rapporto tra potenza di fusione prodotta nel plasma e potenza di riscaldamento immessa nel plasma. Se un plasma produce 500 megawatt termici con 50 megawatt di riscaldamento, il rapporto è $Q = 10$. È l'obiettivo di ITER. Non include automaticamente i magneti, la criogenia, le pompe, il controllo, il trattamento del trizio, la manutenzione e il ciclo che trasforma il calore in elettricità.

ITER usa proprio questo linguaggio. Il suo obiettivo è ottenere circa 500 MW di potenza termica di fusione da circa 50 MW di riscaldamento del plasma, con $Q \geq 10$. L'obiettivo riguarda il plasma e non equivale a elettricità netta positiva. ITER non avrà una turbina per fornire corrente commerciale alla rete.

Il livello successivo è il calore recuperabile. In una centrale D-T la maggior parte dell'energia, contenuta nei neutroni, dovrebbe riscaldare il blanket. Un refrigerante porterebbe poi il calore a uno scambiatore e a un ciclo termico, probabilmente con una turbina o un altro convertitore. L'elettricità lorda così ottenuta dovrebbe ancora alimentare una parte degli stessi sistemi che hanno reso possibile la fusione.

La potenza netta sarebbe quindi l'elettricità lorda del ciclo meno riscaldamento, magneti, criogenia, pompe, trattamento del trizio, controllo, manutenzione e perdite. Anche un plasma con $Q = 10$ potrebbe non lasciare una grande potenza netta se gli ausiliari consumassero molto o se il ciclo termico fosse poco efficiente. Infine, una potenza netta istantanea non è ancora produzione commerciale: occorre sapere quante ore l'impianto funziona, quante volte si ferma e quanto tempo richiede la sostituzione dei componenti.

Record autentici, misure diverse

Il Joint European Torus, o JET, ha fornito il risultato più vicino a una prova della fisica D-T in un grande tokamak. Nei test finali del 2023 ha prodotto 69 megajoule in circa cinque secondi usando circa 0,2 milligrammi di combustibile. La potenza media di fusione durante l'impulso è stata dell'ordine di 14 megawatt.

JET ha combinato combustibile deuterio-trizio, pareti al tungsteno, controllo della miscela e misure neutroniche in una macchina di grandi dimensioni. Non era però una centrale. Il plasma era pulsato, mancava il blanket completo per produrre trizio e trasferire il calore, e i 69 megajoule non rappresentavano elettricità disponibile dopo aver alimentato riscaldamento e ausiliari. JET ha terminato le operazioni di plasma nel dicembre 2023; il suo smantellamento e riuso continueranno a fornire dati sulla gestione di una macchina attivata.

NIF, il laboratorio laser del Lawrence Livermore National Laboratory, ha raggiunto l'ignizione del bersaglio il 5 dicembre 2022. Furono consegnati 2,05 megajoule di luce ultravioletta e furono misurati 3,15 megajoule di energia di fusione. L'ignizione indica che il riscaldamento prodotto dalle particelle alfa ha sostenuto la combustione del bersaglio; non indica che l'edificio abbia restituito più elettricità di quanta ne abbia consumata.

Quel guadagno di 4,13 ottenuto al NIF rappresenta un successo indiscusso per la fisica dell'implosione, ma una centrale inerziale non può fermarsi a un singolo colpo al giorno: dovrebbe fabbricare, iniettare e colpire bersagli più volte al secondo. Dovrebbe inoltre recuperare il calore dei neutroni e utilizzare laser con efficienza, frequenza e durata industriali. Il record misura il bersaglio; il sistema completo resta da dimostrare.

Gli altri risultati recenti misurano aspetti ancora diversi. EAST, in Cina, lavora sull'estensione dei plasmi ad alto confinamento e sulla stabilità delle scariche lunghe. È un avanzamento nel controllo del plasma e nella gestione del calore, ma non una misura di energia commerciale. Per interpretarlo servono anche combustibile, densità, riscaldamento, regime di confinamento e potenza di fusione: la sola durata non basta.

WEST, in Francia, ha mantenuto plasma di idrogeno per 1.337 secondi, oltre 22 minuti, il 12 febbraio 2025, a circa 50 milioni di gradi e con 2 MW di riscaldamento. La macchina studia scariche lunghe, tungsteno e componenti raffreddati. Non era un esperimento D-T di produzione elettrica.

Il 22 maggio 2025 Wendelstein 7-X, il grande stellarator tedesco, ha raggiunto un record di triplo prodotto in una scarica lunga, mantenuto per 43 secondi. La misura è importante perché mostra prestazioni elevate in un confinamento

tridimensionale e per una durata lunga. Non è però direttamente confrontabile con i megajoule di JET o NIF e non dimostra un blanket, un ciclo del trizio o una potenza elettrica.

Anche KSTAR, in Corea del Sud, studia plasmi ad alta temperatura, funzionamento prolungato e componenti destinati alle macchine future. I suoi risultati appartengono alla ricerca sul confinamento, non alla produzione elettrica. Temperatura, durata, triplo prodotto, energia di fusione e target gain non sono categorie intercambiabili. Un primato in una di esse non rende automaticamente superati gli esperimenti che misurano le altre.

Il valore scientifico di ciascun esperimento dipende quindi dalla domanda per cui la macchina è stata progettata e dalla precisione della misura.

ITER, DTT e DEMO hanno ruoli diversi

ITER è un grande tokamak internazionale in costruzione a Cadarache, in Francia. Il suo scopo è studiare un plasma D-T in cui l'energia delle particelle alfa contribuisca in modo dominante al mantenimento della temperatura e dimostrare l'integrazione di magneti, controllo, scarico della potenza, manutenzione remota e moduli di blanket.

La nuova baseline ha sostituito il vecchio calendario. La chiusura del criostato è prevista nel 2033; il commissioning integrato nel 2033–2034; l'avvio delle operazioni di ricerca nel 2034, con una prima fase di plasmi di idrogeno e deuterio-deuterio; la piena energia magnetica nel 2036; la fase deuterio-trizio dal 2039. Sono tappe programmate, non risultati già ottenuti e non date garantite per una centrale.

ITER non convertirà il calore in elettricità per la rete. Il suo $Q \geq 10$ è un obiettivo di potenza di fusione nel plasma, non una promessa di elettricità netta. Proprio per questo ITER è essenziale ma non è l'arrivo: dovrà ridurre l'incertezza sulla fisica e su alcuni sistemi integrati, mentre altri problemi passeranno alla fase successiva.

Il Divertor Tokamak Test, o DTT, è un grande tokamak sperimentale in costruzione a Frascati. È un'infrastruttura di prova dedicata soprattutto al

divertore, allo scarico del calore, ai materiali e alle condizioni rilevanti per ITER e DEMO. I suoi parametri di progetto comprendono un campo toroidale di circa 6 tesla, una corrente di plasma massima di circa 5,5 megaampere e fino a circa 45 MW di riscaldamento ausiliario.

Questi numeri descrivono la macchina sperimentale, non elettricità prodotta. DTT è un passaggio intermedio nella ricerca necessaria per DEMO: non è una centrale dimostrativa, non è un impianto pilota elettrico e non è equivalente a DEMO.

DEMO, infine, indica una classe di impianti destinati a dimostrare il passaggio dalla fisica del plasma alla produzione elettrica. Il DEMO europeo è ancora nella progettazione e nello sviluppo tecnologico; altri Paesi seguono percorsi differenti. Non esiste una singola centrale DEMO già costruita, con un calendario mondiale certo. La sua funzione sarebbe dimostrare insieme blanket, trizio, manutenzione, disponibilità, ciclo termico e connessione alla rete.

La macchina intera deve resistere

Il problema meno spettacolare è spesso quello che decide la fattibilità. I neutroni danneggiano prima parete, blanket, strutture e materiali del divertore. Il tungsteno è interessante per l'alto punto di fusione e la bassa erosione superficiale causata dall'impatto delle particelle, detta sputtering, ma deve resistere a calore, fragilità dopo irraggiamento e possibile accumulo di trizio.

Il blanket deve svolgere contemporaneamente funzioni termiche, nucleari e di schermatura: convertire l'energia dei neutroni in calore utile, proteggere i magneti e integrare il litio per la produzione di trizio. La sfida non è soltanto ottenere un rapporto di breeding superiore all'unità, ma mantenerlo in moduli complessi sottoposti a irraggiamento continuo e degradazione termomeccanica. Un test di materiale o un modulo dimostrativo non dimostra ancora che una centrale possa alimentarsi per tutto il proprio ciclo di vita.

La prima parete separa il plasma dal blanket; il divertore concentra il flusso di calore e rimuove impurità. Nei momenti di instabilità, i carichi possono essere molto elevati. Dopo una scarica, i componenti possono essere attivati e non accessibili direttamente. La manutenzione dovrà essere robotica, rapida e ripetibile. Un impianto con molta potenza nominale ma con fermate lunghe può produrre poca energia annuale.

Servono poi magneti superconduttori, alimentazioni, criogenia e protezione dai *quench*, cioè le transizioni improvvise che fanno perdere la superconduttività. I magneti ad alto campo possono ridurre la dimensione del tokamak, ma non eliminano blanket, divertore, trizio e manutenzione.

Il ciclo termico è un'altra prova. Acqua, elio, metalli liquidi e sali possono essere considerati come refrigeranti con vantaggi e problemi differenti. Pressione, corrosione, attivazione, pompe e compatibilità con i materiali cambiano da una soluzione all'altra. La temperatura del plasma non è quella del refrigerante né quella della turbina. La fusione avviene a temperature estreme, ma l'impianto deve trasferire il calore attraverso materiali industriali che restino integri e sostituibili.

Anche la forma del funzionamento cambia il significato di una potenza. Una macchina pulsata può raggiungere un valore elevato durante la scarica e poi richiedere tempo per ricaricare, controllare o sostituire componenti. Una macchina continua deve mantenere il plasma, il combustibile e lo scarico del calore senza arresti frequenti. In entrambi i casi la disponibilità annuale dipende da guasti, manutenzione e durata dei componenti, non soltanto dalla potenza massima indicata nel progetto.

La manutenzione remota è parte del progetto energetico, non un dettaglio successivo. Se un divertore deve essere sostituito spesso, il fermo macchina incide sulla quantità di elettricità vendibile; se il blanket non è suddiviso in moduli accessibili, una riparazione può diventare lunga o tecnicamente impraticabile. I robot dovranno lavorare in un ambiente con radiazione e materiali attivati, mentre gli operatori dovranno controllare trizio, schermature, rifiuti e sicurezza. La macchina dovrà quindi essere progettata per essere riparata, non soltanto per essere accesa.

Per questo non esiste ancora un costo osservato affidabile dell'elettricità da fusione. Le stime future dipendono dal capitale iniziale, dalla durata della costruzione, dal costo del finanziamento, dalla disponibilità, dal ciclo del trizio, dal consumo degli ausiliari, dalla durata del divertore e del blanket, dalle fermate e dalle licenze. Un prototipo costoso può essere ragionevole come ricerca; una centrale commerciale deve trasformare quell'esperienza in impianti ripetibili e finanziabili.

La sicurezza non va raccontata con slogan. Se il confinamento o il riscaldamento cessano, il plasma si raffredda e la reazione si arresta: non è una reazione a catena come nella fissione. Restano però trizio, neutroni, materiali attivati, calore, criogenia e sistemi elettrici. La fusione non significa "nessun rischio" e non significa "nessun rifiuto radioattivo". I rifiuti sarebbero soprattutto materiali strutturali attivati dai neutroni da 14,1 MeV e componenti contaminati da trizio, non combustibile esausto e attinidi come nella fissione; la loro composizione e i tempi di gestione dipenderebbero dai materiali impiegati e potrebbero estendersi da decenni a secoli. La regolazione può seguire criteri diversi da quelli applicati alla fissione, ma una procedura più semplice non sostituisce la dimostrazione di sicurezza per il progetto specifico.

Programmi privati, denaro e calendari

Il settore privato ha aumentato il ritmo degli investimenti, ma il capitale non è una misura della maturità tecnica. La Fusion Industry Association ha riportato circa 2,64 miliardi di dollari di finanziamenti pubblici e privati raccolti nei dodici mesi considerati nel rapporto 2025 e circa 9,77 miliardi cumulativi dal 2021. Sono dati associativi basati sulle informazioni delle imprese, non una contabilità uniforme della spesa mondiale.

Commonwealth Fusion Systems costruisce SPARC e presenta ARC come un futuro impianto da circa 400 MW elettrici in Virginia, nei primi anni Trenta. La costruzione di SPARC è un fatto documentabile; il primo plasma, la produzione elettrica, la connessione e la disponibilità di ARC sono invece obiettivi o eventi futuri. Una richiesta di connessione non è elettricità consegnata.

Il Dipartimento dell'Energia statunitense sostiene programmi a milestone: il finanziamento è collegato al raggiungimento di passaggi tecnici. È un modello utile proprio perché separa il sostegno dal risultato finale. La roadmap DOE indica la metà degli anni Trenta come obiettivo strategico per pilot plant e commercializzazione, ma precisa che tempi e sostegno dipendono da partnership future e stanziamenti del Congresso.

La distinzione vale per ogni programma: capitale raccolto, grant, contratto, progetto, impianto in costruzione, richiesta di rete e produzione osservata raccontano fasi diverse. Un calendario aziendale può indicare una direzione e stimolare investimenti, ma non sostituisce la prova indipendente di plasma, calore, elettricità e funzionamento affidabile. Anche un impianto costruito non è automaticamente un impianto produttivo: deve ottenere l'autorizzazione al funzionamento, completare il commissioning, dimostrare prestazioni ripetibili e collegarsi a una rete capace di assorbire la potenza. Il costo del primo esemplare può inoltre essere molto diverso da quello di una serie industriale. Nel primo caso si pagano progettazione, strumenti e apprendimento; nel secondo contano standardizzazione, tempi, filiera e manutenzione. Una previsione di riduzione dei costi può essere ragionevole, ma resta una previsione finché non è sostenuta da impianti costruiti e operativi.

La distinzione vale anche per il lavoro. Un programma di ricerca può finanziare tecnici, laboratori e fornitori prima che esista una sola unità di elettricità commerciale. Questi effetti industriali sono reali, ma non devono essere confusi con la disponibilità della fonte. La filiera può crescere mentre la tecnologia resta ancora in fase sperimentale; oppure può ridursi se il programma perde finanziamenti o se un ostacolo tecnico rende necessario un nuovo progetto. Il numero degli addetti e il valore degli ordini descrivono attività economica, non ancora energia disponibile e affidabile per famiglie, imprese e servizi pubblici nel corso dell'anno e nel territorio.

Quattro prove di maturità oltre la fusione

La fusione mostra in dettaglio la distanza che può separare un risultato fisico da una macchina energetica completa. Lo stesso criterio va applicato alle altre tecnologie emergenti: per ciascuna occorre distinguere la prova di laboratorio dalla durata, dalla scala, dall'integrazione e dal costo di un sistema industriale.

Il solare dallo spazio raccoglie radiazione in orbita e la trasmette a terra con microonde o laser. Caltech ha dimostrato con il dimostratore SSPD-1 la trasmissione wireless nello spazio e la rilevazione di un segnale verso la Terra. L'ESA ha studiato una trasmissione a microonde su 36 metri in un dimostratore terrestre. Sono prove reali di un collegamento, non una centrale orbitale.

Per diventare una fonte servirebbero grandi strutture in orbita, lanci ripetuti, assemblaggio e manutenzione autonomi, conversione della luce in elettricità, trasmissione efficiente, ricevitore terrestre e autorizzazioni. La NASA ha valutato sistemi concettuali operativi intorno al 2050 e, nello scenario studiato, li ha giudicati più costosi delle alternative terrestri. Il 2050 è un'ipotesi di analisi, non una previsione di entrata in servizio.

L'energia da gradiente salino usa la differenza fra acqua dolce e acqua salata. Una membrana può trasformare la pressione osmotica in lavoro, oppure lasciare passare selettivamente ioni in uno stack di elettrodialisi inversa, in inglese Reverse Electrodialysis o RED. Il pilota Statkraft a Tofte, aperto nel 2009, era nell'ordine di pochi kilowatt e lo sviluppo fu interrotto nel 2013 per ragioni economiche. Energy Dike di REDstack ha portato la tecnologia RED a una scala pilota; per una configurazione sono indicati 16,5 kW di potenza nominale e circa 132.000 kWh annui stimati.

Questi valori non sono un consuntivo pluriennale. La tecnologia deve ancora affrontare superficie e costo delle membrane, incrostazioni, trattamento dell'acqua, durata e densità di potenza. È un caso in cui il fenomeno è dimostrato, ma la scala economica resta da provare.

La fotosintesi artificiale cerca di trasformare luce, acqua e anidride carbonica in idrogeno o molecole utili, come formiato, metanolo e prodotti C2, cioè molecole con due atomi di carbonio, fra cui etilene ed etanolo. Non genera prima elettricità: immagazzina energia in legami chimici. Nel 2025 il Lawrence Berkeley National Laboratory ha descritto una "foglia artificiale" con perovskite

e rame capace di convertire CO_2 in questi prodotti in un dispositivo di laboratorio.

Non esiste una percentuale unica da applicare a tutta la fotosintesi artificiale. Dispositivi diversi producono molecole diverse, usano definizioni differenti di efficienza e operano per durate e scale diverse. Restano da dimostrare durata dei catalizzatori, selettività, separazione dei prodotti, stabilità all'aperto, disponibilità di acqua e CO_2 e integrazione industriale. Una reazione ottenuta in laboratorio non è ancora combustibile prodotto in quantità commerciale.

La conversione termofotovoltaica, o TPV, usa celle che trasformano la radiazione infrarossa di un corpo caldo in elettricità. Nel 2022 MIT e NREL hanno dimostrato una cella con efficienza massima di circa 41,1% ±1% con una sorgente intorno a 2.400 °C. È l'efficienza della cella in condizioni sperimentali controllate, non quella di un intero sistema di accumulo o di una centrale.

Un impianto reale dovrebbe includere produzione e conservazione del calore, isolamento, ottica, elettronica, cicli termici, degrado e disponibilità. Antora Energy sta sviluppando sistemi industriali basati su calore e celle TPV; l'attività industriale è un passo ulteriore rispetto alla cella di laboratorio, ma non equivale ancora a una flotta di impianti di rete con costi e durata osservati.

Che cosa possono significare il 2030 e il 2050

Entro il 2030 la fusione potrà avanzare attraverso macchine sperimentali, materiali, magneti, diagnostica, robotica, componenti, programmi pilota e filiere industriali. Non è prudente conteggiarla come fonte commerciale rilevante: ITER non sarà nella fase D-T, DEMO non sarà una centrale operativa e i programmi privati dovranno ancora dimostrare la sequenza completa dal plasma all'elettricità.

Le altre tecnologie selezionate potranno raggiungere dimostratori e nicchie, ma i collegamenti wireless, i piloti salini, i dispositivi solari–chimici e le celle TPV non sono ancora prove di un ruolo sistemico. La transizione energetica dipenderà soprattutto da tecnologie con produzione, costi e disponibilità già osservati.

Intorno al 2050 è possibile che uno o più dimostratori di fusione producano elettricità, se i programmi supereranno i problemi di materiali, blanket, trizio, licenze, capitale e manutenzione. Non è dimostrato che saranno competitivi o numerosi. La prima elettricità, se arriverà, non sarà automaticamente scala significativa: un singolo impianto può dimostrare la conversione senza cambiare in modo apprezzabile il mix elettrico mondiale.

La differenza fra evento osservato, impianto in costruzione, obiettivo, annuncio, scenario e previsione deve restare visibile. Un calendario può essere utile per coordinare ricerca e investimenti, ma non trasforma il futuro in un consuntivo.

La prova finale è il sistema

La fusione ha prodotto risultati fisici reali. JET ha prodotto 69 megajoule in pochi secondi con combustibile D-T; NIF ha superato il guadagno unitario del bersaglio e nel 2025 ha raggiunto 8,6 ± 0,45 megajoule; WEST, EAST e Wendelstein 7-X hanno migliorato durata e controllo del plasma. Questi risultati non sono illusioni e non devono essere sminuiti.

Ma nessuna macchina ha ancora dimostrato nello stesso sistema combustibile, reazione, autoriscaldamento, breeding del trizio, resistenza ai neutroni, estrazione del calore, conversione elettrica, potenza netta, manutenzione, disponibilità annuale, licenza e vendita di elettricità. La distanza residua è fisica, ma anche ingegneristica, industriale, economica, normativa e organizzativa.

La stessa regola vale per le altre tecnologie emergenti. Un segnale trasmesso dallo spazio, uno stack salino da pochi kilowatt, una reazione solare–chimica o una cella TPV oltre il 40% possono essere risultati autentici e utili senza essere ancora fonti commerciali. La maturità nasce quando prestazione, durata, materiali, capitale, regolazione e funzionamento sono dimostrati nello stesso sistema.

La domanda, quindi, non ha una risposta liquidatoria né trionfale. La fusione sta diventando una disciplina sperimentale più capace e un settore industriale più finanziato; non è ancora diventata una fonte elettrica commerciale dimostrata.

Il passaggio decisivo avverrà quando una macchina riuscirà a sostenere le reazioni, gestire neutroni e calore, alimentare il ciclo del trizio, produrre elettricità netta, funzionare con sufficiente continuità, essere riparata, ottenere una licenza e vendere kilowattora a un costo sostenibile.

Fonti

Lawrence Livermore National Laboratory, *Achieving Fusion Ignition*. https://lasers.llnl.gov/science/achieving-fusion-ignition

Lawrence Livermore National Laboratory, *NIF Sets Power and Energy Records*. https://lasers.llnl.gov/about/keys-to-success/nif-sets-power-energy-records

UK Atomic Energy Authority, *JET's final deuterium-tritium experiment results revealed one year on*. https://www.ukaea.org/news/jets-final-deuterium-tritium-experiment-results-revealed-one-year-on/

International Atomic Energy Agency, *Fusion energy: the future*. https://www.iaea.org/newscenter/news/fusion-energy-future

International Atomic Energy Agency, *Plasma Physics and Technology Aspects of the Deuterium–Tritium Fuel Cycle for Fusion Energy*. https://www.iaea.org/publications/15616/plasma-physics-and-technology-aspects-of-the-deuterium-tritium-fuel-cycle-for-fusion-energy

CEA, *Nuclear fusion: WEST beats the world record for plasma duration*. https://www.cea.fr/english/Pages/News/nuclear-fusion-west-beats-the-world-record-for-plasma-duration.aspx

EUROfusion, *Wendelstein 7-X sets World record for long plasma triple product*. https://euro-fusion.org/eurofusion-news/wendelstein-7-x-sets-world-record-for-long-plasma-triple-product/

Korea Institute of Fusion Energy, *KSTAR research and results*. https://www.kfe.re.kr/eng/sub03/sub03_01_01.do

China National Nuclear Corporation, *EAST fusion experimental results*.
https://english.cnnc.com.cn/2025-01/21/c_1066356.htm

ITER Organization, *Lawson's magic formula*.
https://www.iter.org/node/20687/lawsons-magic-formula

ITER Organization, *New baseline to prioritize robust start to exploitation*.
https://www.iter.org/node/20687/new-baseline-prioritize-robust-start-exploitation

ITER Organization, *ITER: International Thermonuclear Experimental Reactor — few lines*.
https://www.iter.org/few-lines

ENEA, *Nuclear: Fusion energy, Divertor Tokamak Test reaches a major milestone*.
https://www.media.enea.it/en/press-releases-and-news/years-archive/year-2026/nuclear-fusion-energy-divertor-tokamak-test-reaches-a-major-milestone.html

EUROfusion, *European DEMO*.
https://euro-fusion.org/programme/demo/

U.S. Department of Energy, *Fusion Science and Technology Roadmap*.
https://www.energy.gov/articles/energy-department-releases-finalized-fusion-science-and-technology-roadmap-accelerate

Fusion Industry Association, *The Global Fusion Industry in 2025*.
https://www.fusionindustryassociation.org/in-the-news-the-global-fusion-industry-in-2025/

Commonwealth Fusion Systems, *SPARC facility progress*.
https://blog.cfs.energy/our-sparc-fusion-facility-is-now-about-75-done-take-a-virtual-tour-of-the-progress/

NASA Office of Technology, Policy, and Strategy, *New Study Updates NASA on Space-Based Solar Power*.
https://www.nasa.gov/organizations/otps/space-based-solar-power-report/

European Space Agency, *ESA accelerates the race towards clean energy from space*.
https://www.esa.int/Space_in_Member_States/United_Kingdom/ESA_accelerates_the_race_towards_clean_energy_from_space

California Institute of Technology, *Space solar power demonstrator wirelessly transmits power in space*.
https://www.caltech.edu/about/news/in-a-first-caltechs-space-solar-power-demonstrator-wirelessly-transmits-power-in-space

OPENEI, *Energy Dike project database entry*.
https://openei.org/wiki/PRIMRE/Databases/Projects_Database/Projects/Energy_Dike

REDstack, *Energy Dike*.
https://redstack.nl/energy-dike/

Statkraft, *Osmotic power*.
https://www.statkraft.com/energy-sources/osmotic-power/

Lawrence Berkeley National Laboratory, *Scientists develop artificial leaf that uses sunlight to produce valuable chemicals*.
https://newscenter.lbl.gov/2025/04/24/scientists-develop-artificial-leaf-that-uses-sunlight-to-produce-valuable-chemicals/

MIT, *A thermal heat engine with no moving parts*.
https://news.mit.edu/2022/thermal-heat-engine-0413

NREL, *Thermophotovoltaic conversion research*.
https://www.nrel.gov/solar/thermophotovoltaics.html

Antora Energy, *Thermophotovoltaic manufacturing facility*.
https://www.antora.com/insights/manufacturing-facility-2-2

03.31 — Transizione energetica: sostituire un sistema mentre la domanda continua a crescere

Una transizione non è un interruttore

Cambiare sistema energetico non significa semplicemente aggiungere pannelli solari, turbine eoliche o reattori nucleari. Significa sostituire, nel tempo, macchine, reti, combustibili, edifici, veicoli, fabbriche, contratti e abitudini mentre l'energia deve continuare ad arrivare ogni giorno a case, ospedali, imprese e infrastrutture. Il vecchio sistema non può essere spento prima che quello nuovo sia in grado di fornire gli stessi servizi con sufficiente continuità, potenza e accessibilità.

La parola "transizione" contiene quindi almeno due movimenti diversi. Il primo è l'aggiunta: una nuova fonte produce energia che prima non c'era e permette di soddisfare una domanda crescente. Il secondo è la sostituzione: la nuova fonte fornisce un servizio già garantito da una fonte precedente, riducendo il suo utilizzo o consentendo di chiudere un impianto. Le due cose possono avvenire insieme, ma non sono equivalenti.

Anche le percentuali possono ingannare. Se la produzione totale aumenta, una fonte può perdere quota mentre la sua quantità assoluta continua a crescere. Al contrario, una riduzione assoluta può verificarsi senza una grande variazione della quota, se nello stesso periodo si riduce anche la domanda complessiva. Per capire la transizione bisogna dunque guardare insieme quantità, quote, capacità installata, produzione effettiva e impianti realmente ritirati.

L'energia primaria è quella contenuta nelle fonti prima della trasformazione; l'energia finale è quella che arriva agli utenti; l'elettricità è un vettore prodotto da fonti diverse. Una quota di rinnovabili nella generazione elettrica non è la stessa cosa di una quota di rinnovabili nei consumi finali o nell'energia

primaria. Il denominatore non è un dettaglio statistico: decide quale trasformazione stiamo osservando.

La domanda continua a crescere

Nel 2025 la domanda mondiale di energia è cresciuta dell'1,3%, secondo l'Agenzia internazionale dell'energia (International Energy Agency, IEA). È un ritmo più lento rispetto al 2024 e alla media del decennio precedente, ma resta una crescita. La domanda elettrica è aumentata di quasi il 3%, più del doppio della domanda energetica complessiva. Il mondo sta quindi consumando più energia e, dentro questo totale, sta spostando una parte crescente dei servizi verso l'elettricità.

Le fonti a basse emissioni — solare, eolico, nucleare, idroelettrico e altre rinnovabili — hanno coperto quasi il 60% dell'aumento della domanda energetica. È un risultato molto importante: la crescita del sistema non è stata alimentata soltanto da nuovi combustibili fossili. Ma non significa che i fossili siano già diminuiti in valore assoluto.

Nel 2025 il consumo mondiale di petrolio è cresciuto dello 0,7%, pari a circa 0,65 milioni di barili al giorno. La diffusione delle auto elettriche ha contribuito a contenere il petrolio utilizzato nel trasporto stradale, mentre il rallentamento della petrolchimica cinese ha ridotto una parte della crescita. Il consumo mondiale, tuttavia, è rimasto in aumento.

Il gas naturale è cresciuto di circa l'1%, meno del 2,8% registrato nel 2024. La domanda aggiuntiva si è concentrata soprattutto negli Stati Uniti, nell'Unione europea e nel Medio Oriente; nell'Asia-Pacifico il ritmo è stato il più basso dalla crisi energetica del 2022. Anche il carbone è cresciuto, seppure soltanto dello 0,4%. In Cina le rinnovabili hanno ridotto l'uso del carbone nella generazione elettrica e sono diminuiti alcuni consumi industriali, ma i prodotti chimici hanno compensato parte del calo. In India il carbone elettrico è diminuito soprattutto grazie a un monsone forte e anticipato.

Questi dati danno una prima risposta alla domanda centrale. Nel mondo la transizione è già abbastanza rapida da coprire la maggioranza della crescita

della domanda, ma non ancora abbastanza ampia da ridurre contemporaneamente petrolio, gas e carbone. Le nuove fonti stanno sostituendo alcuni usi e alimentando altri consumi; il sistema si trova ancora in una fase di aggiunta e sostituzione simultanee. Questa fase può durare a lungo: la sostituzione di una tecnologia non avviene quando una nuova capacità viene annunciata, ma quando il servizio energetico è effettivamente fornito, l'impianto precedente funziona meno o viene ritirato e il cambiamento si riflette nei consumi e nelle emissioni. La velocità deve quindi essere valutata lungo tutta la catena, non soltanto nel punto più visibile delle nuove installazioni.

Dove la trasformazione corre più velocemente

La trasformazione è più visibile nel settore elettrico. Nel 2025 l'aumento della generazione da rinnovabili e nucleare ha superato la crescita complessiva dell'offerta elettrica. Il solare fotovoltaico ha aggiunto circa 600 TWh, coprendo circa il 70% della crescita della generazione elettrica. Le rinnovabili nel complesso hanno raggiunto una produzione quasi equivalente a quella mondiale del carbone.

"Quasi equivalente" non significa "ha sostituito il carbone". Significa che la produzione annuale delle rinnovabili è arrivata vicino a quella del carbone su scala mondiale. Per sapere se il carbone è stato sostituito servirebbe osservare anche la domanda elettrica, le ore di funzionamento delle centrali, gli impianti chiusi e il ruolo delle altre fonti. Una parte della nuova produzione rinnovabile può infatti servire industrie, raffrescamento, data center e nuovi consumi elettrici.

La crescita del solare è comunque un cambiamento strutturale. Non si tratta soltanto di una tecnologia che aumenta la propria quota: nel 2025 il solare è stato la singola fonte con il maggiore contributo alla crescita della domanda energetica mondiale. Le vendite di automobili elettriche hanno superato 20 milioni, oltre il 20% in più rispetto al 2024 e circa un quarto delle nuove auto vendute. L'elettrificazione dei trasporti riduce il ricorso diretto al petrolio, ma trasferisce parte della domanda al sistema elettrico.

Lo stesso vale per raffrescamento, pompe di calore, apparecchi, industria e data center. Negli Stati Uniti i data center hanno spiegato metà della crescita del consumo elettrico nel 2025. L'elettricità diventa quindi il vettore centrale della transizione, ma proprio per questo deve crescere la produzione e devono essere potenziate le reti. Decarbonizzare la generazione elettrica e aumentare l'elettrificazione degli usi sono processi complementari: se procedono a velocità diverse, il risultato climatico cambia.

Capacità non significa produzione

La capacità installata è la potenza massima teorica di un impianto, misurata in watt o gigawatt. La produzione è l'energia effettivamente generata in un periodo, misurata in wattora o terawattora. Un impianto da un gigawatt di potenza non funziona alla potenza nominale per tutte le ore dell'anno. Il rapporto fra produzione effettiva e produzione teorica continua è il fattore di capacità, che varia secondo tecnologia, luogo, condizioni meteorologiche, manutenzione e disponibilità della rete.

Nel 2025 l'IEA stima circa 800 GW di nuove capacità rinnovabili. L'Agenzia internazionale per le energie rinnovabili (International Renewable Energy Agency, IRENA), utilizzando la propria serie sulla capacità rinnovabile installata e collegata a fine anno, misura 692 GW di nuove capacità, pari all'85,6% dell'espansione complessiva della capacità elettrica, e porta lo stock mondiale rinnovabile a 5.149 GW. Le due cifre non devono essere sommate: hanno basi statistiche e funzioni diverse.

Sempre secondo IRENA, nel 2025 sono stati aggiunti 511 GW solari e 158,7 GW eolici. Solare ed eolico hanno rappresentato insieme il 96,8% delle nuove aggiunte rinnovabili nette. L'Asia ha concentrato il 74,2% delle nuove capacità, mentre a fine anno disponeva di 2.891 GW rinnovabili contro 934 GW dell'Europa. La distribuzione geografica della capacità mostra dunque anche la concentrazione industriale e demografica della trasformazione.

Un nuovo gigawatt può avere almeno quattro effetti. Può coprire una domanda che altrimenti sarebbe stata soddisfatta da un nuovo impianto a gas o a carbone; può ridurre le ore di funzionamento di una centrale esistente; può

rendere possibile la chiusura di un impianto; oppure può alimentare consumi che prima non esistevano. Solo nel secondo e nel terzo caso la nuova capacità produce una sostituzione fossile diretta, e per dimostrarlo servono dati sul funzionamento e sui ritiri.

Per un impianto variabile si può stimare la produzione annua moltiplicando capacità, 8.760 ore e fattore di capacità. La formula è semplice, ma il risultato non descrive da solo il servizio offerto al sistema. Un impianto solare produce soprattutto nelle ore di luce; un impianto eolico dipende dal vento; la domanda può raggiungere il massimo in altre ore. Servono quindi reti, interconnessioni, accumuli, gestione della domanda e capacità programmabile. La transizione non è una gara fra potenze nominali: è una trasformazione del servizio energetico complessivo.

La differenza è importante anche quando si confrontano Paesi o anni diversi. Un aumento della capacità può dipendere dall'entrata in servizio di impianti con fattori di capacità molto differenti; una diminuzione della produzione può dipendere da siccità, vento scarso, manutenzione o limitazioni della rete, senza che la capacità sia stata ritirata. Allo stesso modo, la chiusura di una centrale non garantisce che la sua produzione sia stata sostituita da una sola tecnologia: il sistema può distribuire il servizio fra importazioni, accumuli, domanda flessibile e più impianti. Per questo un bilancio corretto deve tenere separati potenza, energia annuale, disponibilità oraria e capacità di riserva. La nuova capacità misura la possibilità tecnica di generare; la produzione misura ciò che è stato effettivamente immesso; la sostituzione misura il cambiamento del servizio e dell'uso delle fonti precedenti.

Un sistema coordinato

Il primo elemento del coordinamento è l'efficienza. Ridurre la domanda evitabile significa ottenere lo stesso servizio con meno energia, non imporre una riduzione arbitraria del servizio. Nel 2025 il miglioramento dell'intensità energetica è stato più rapido rispetto al 2024 e ha contribuito a rallentare la crescita della domanda. Ma l'efficienza non riduce automaticamente i consumi assoluti: i risparmi devono superare l'aumento dei servizi richiesti.

Il secondo elemento è la generazione elettrica a basse emissioni. Nel 2025 la generazione da rinnovabili e nucleare è cresciuta più dell'offerta elettrica complessiva, ma la produzione fossile continua a svolgere funzioni di energia, potenza e flessibilità. Se la domanda aumenta più rapidamente della nuova capacità pulita disponibile e connessa, gas e carbone possono continuare a crescere anche mentre le rinnovabili stabiliscono nuovi record.

Il terzo elemento è l'elettrificazione degli usi finali. Un veicolo elettrico sostituisce un consumo diretto di carburante con un consumo di elettricità; una pompa di calore trasferisce calore usando elettricità invece di bruciare direttamente combustibile. Questi cambiamenti possono ridurre l'energia necessaria per ottenere lo stesso servizio, ma aumentano il carico sulle reti. Il vantaggio climatico dipende dal modo in cui l'elettricità viene prodotta e dalle perdite lungo il sistema.

Il quarto elemento è la rete. Nel mondo ci sono almeno 3.000 GW di progetti rinnovabili in attesa di connessione, di cui 1.500 GW in fasi avanzate. Il dato non è un censimento completo: la disponibilità delle informazioni copre Paesi che rappresentano circa metà della capacità eolica e solare mondiale. Inoltre, un progetto in coda non è un impianto certamente costruito. È una misura del potenziale bloccato o ritardato, non della produzione futura.

Il quinto elemento è la flessibilità. Accumuli, interconnessioni, produzione programmabile, gestione della domanda e controllo digitale aiutano a spostare l'energia nel tempo e nello spazio. In uno scenario coerente con gli obiettivi nazionali, l'IEA stima che la necessità di flessibilità raddoppi fra il 2022 e il 2030. La capacità delle batterie è una parte della flessibilità, non la sua misura completa.

Il sesto elemento riguarda gli usi difficili da elettrificare direttamente: aviazione, navigazione, acciaio, chimica e processi industriali ad alta temperatura. Qui possono entrare combustibili o molecole a basse emissioni, ma la loro diffusione dipende da infrastrutture, costi, standard e disponibilità. Non basta che una tecnologia esista: deve produrre quantità commerciali, arrivare agli utenti e sostituire un impianto o un combustibile già in uso.

Il settimo elemento è la dismissione. Una centrale fossile può restare installata e funzionare poche ore, può essere conservata come riserva, convertita oppure chiusa e bonificata. La capacità installata può dunque rimanere alta mentre la produzione diminuisce. Il contrario è possibile quando la domanda aumenta e gli impianti esistenti vengono utilizzati più intensamente.

L'ottavo elemento è il lavoro. Senza tecnici, installatori, operatori di rete, progettisti, saldatori e manutentori, il capitale non si trasforma in infrastrutture funzionanti. La transizione deve quindi coordinare macchine, materiali, autorizzazioni e competenze.

Tre traiettorie: mondo, Europa e Italia

Il mondo non segue una sola traiettoria. Le economie emergenti concentrano gran parte della crescita della domanda e delle nuove installazioni; le economie avanzate partono da stock infrastrutturali più grandi e, in molti casi, da una domanda più stabile o in calo. Nelle economie mature la transizione può assumere più spesso la forma della sostituzione; nelle economie emergenti può iniziare come aggiunta di servizi energetici con una quota pulita crescente.

Nell'Unione europea le rinnovabili hanno rappresentato nel 2024 il 25,2% del consumo finale lordo e il 47% della generazione elettrica. Sono due indicatori diversi: il primo comprende più usi finali e ha un denominatore energetico complessivo; il secondo riguarda la sola produzione elettrica. Nel 2025 solare ed eolico insieme hanno raggiunto il 30% della generazione elettrica dell'UE e hanno superato per la prima volta la quota dei combustibili fossili secondo l'IEA.

L'Unione ha fissato per il 2030 un obiettivo minimo vincolante del 42,5% di rinnovabili nel consumo finale lordo, con un'ambizione indicativa del 45%. Passare dal 25,2% al 42,5% non consiste semplicemente nell'aggiungere 17,3 punti percentuali: bisogna considerare l'evoluzione del denominatore, l'efficienza, l'elettrificazione e la velocità con cui crescono produzione, reti e usi finali. L'obiettivo è una scelta politico-legislativa; il 25,2% è un dato osservato.

L'Italia offre un esempio utile proprio perché i denominatori devono essere separati. Nel 2025 la domanda elettrica è stata di 311,3 TWh, sostanzialmente stabile rispetto all'anno precedente. Le fonti rinnovabili hanno coperto il 41% della domanda elettrica, contro il 42% del 2024 nel confronto omogeneo. Il fotovoltaico ha prodotto 44,3 TWh, il 25,1% in più rispetto al 2024. Solare ed eolico hanno raggiunto insieme 57,1 GW di capacità installata.

Nel corso dell'anno sono stati aggiunti 1.743 MW di sistemi di accumulo e la capacità energetica cumulata degli accumuli ha raggiunto 17.920 MWh. La produzione termoelettrica è cresciuta del 4,6%, mentre quella da carbone è diminuita del 13,5%. La quota rinnovabile elettrica è scesa di un punto percentuale nonostante il record fotovoltaico, soprattutto perché la produzione idroelettrica è diminuita del 21,2% rispetto al record del 2024.

Il Piano nazionale integrato per l'energia e il clima indica per il 2030 una quota rinnovabile del 39,4% sui consumi finali lordi e del 63,4% sui consumi elettrici. Non è corretto confrontare direttamente il 41% osservato nella domanda elettrica con il 39,4% dell'obiettivo sui consumi finali. Il primo descrive una parte del sistema elettrico; il secondo comprende l'insieme degli usi finali energetici. L'Italia mostra quindi una crescita concreta della generazione rinnovabile e, nello stesso tempo, la distanza fra la produzione elettrica e la trasformazione dell'intero sistema energetico.

Il limite del tempo e delle reti

La velocità delle tecnologie non coincide con quella delle infrastrutture. Secondo l'IEA, molti nuovi progetti rinnovabili possono essere pianificati, autorizzati e realizzati tra uno e cinque anni, mentre una nuova infrastruttura di rete richiede spesso da cinque a quindici anni. Per raggiungere gli obiettivi nazionali, entro il 2040 sarebbe necessario aggiungere o rinnovare oltre 80 milioni di chilometri di reti, una lunghezza paragonabile all'intera rete globale esistente.

Questa differenza produce un problema pratico. Un progetto rinnovabile può essere tecnicamente pronto e finanziato, ma non poter immettere energia perché la linea o la sottostazione non sono disponibili. Oppure la rete può

essere costruita senza che la domanda cresca nei luoghi e nelle ore previste. La transizione richiede quindi pianificazione congiunta fra generazione, reti, industria, edifici, trasporti e sistemi di accumulo.

Esiste anche il lock-in, cioè il vincolo creato dagli investimenti già realizzati. Una centrale, una fabbrica, una rete, un edificio o un veicolo può funzionare per decenni. La decisione presa oggi non riguarda soltanto il prossimo anno: stabilisce quali combustibili saranno necessari, quali competenze resteranno utili, quali contratti dovranno essere rispettati e quali territori dipenderanno da quell'attività.

Un impianto fossile chiuso troppo presto può creare problemi di affidabilità o perdite economiche; un impianto mantenuto in funzione troppo a lungo può rallentare la riduzione delle emissioni. La stessa infrastruttura può inoltre diventare sottoutilizzata prima di essere tecnicamente inutilizzabile. Per questo la transizione non è soltanto un problema di costruzione: è anche un problema di sequenza e di dismissione.

Il capitale della transizione

La *World Energy Investment 2026* dell'IEA stima per il 2026 investimenti energetici mondiali pari a 3,4 trilioni di dollari, il 5% in più rispetto alla stima 2025. I valori sono espressi in dollari costanti ai prezzi del 2025 e convertiti ai tassi di cambio di mercato. Sono stime annuali, non consuntivi e non equivalgono alla spesa pubblica.

L'aggregato comprende 2,2 trilioni di dollari per tecnologie e infrastrutture a basse emissioni e 1,2 trilioni per combustibili fossili. Nel primo gruppo rientrano rinnovabili, nucleare, reti, accumuli, combustibili a basse emissioni, efficienza ed elettrificazione. Nel secondo rientrano fornitura e generazione legate a petrolio, gas e carbone. Le categorie non devono essere sommate senza controllo, perché molti valori sono sottocategorie degli aggregati.

Le reti ricevono circa 550 miliardi di dollari e gli accumuli oltre 100 miliardi. Sono cifre che mostrano il passaggio da una transizione centrata soltanto sulla produzione a una transizione centrata sull'integrazione del sistema. Senza rete

e flessibilità, una parte della nuova capacità non diventa energia utile quando e dove serve.

Il capitale è distribuito in modo molto diseguale. Gli investimenti energetici realizzati in Cina ammontano a circa 945 miliardi di dollari, contro 615 miliardi negli Stati Uniti e 440 miliardi nell'Unione europea. Insieme queste tre aree superano il 70% del totale mondiale. Le economie emergenti e in via di sviluppo, esclusa la Cina, rappresentano meno del 30% degli investimenti energetici complessivi e circa il 20% di quelli nel settore elettrico, pur ospitando circa due terzi della popolazione mondiale.

La distribuzione geografica del capitale non coincide automaticamente con la distribuzione delle emissioni o dei consumi. Un investimento in Cina può alimentare domanda interna, manifattura per esportazione o entrambe. Un progetto in un Paese importatore può ridurre la dipendenza dai combustibili esteri senza ridurre immediatamente la domanda energetica mondiale. La domanda corretta non è soltanto "quanto si investe?", ma anche dove, in quale infrastruttura, con quale rischio, in quale momento e per quale servizio energetico concreto, nei territori e nel tempo.

Persone, territori e competenze

Nel 2024 il settore energetico mondiale occupava circa 76 milioni di persone e cresceva del 2,2%, quasi il doppio del ritmo dell'economia complessiva. Dal 2019 erano stati aggiunti 5,4 milioni di posti. Il settore elettrico era diventato il maggiore datore di lavoro dell'energia, superando la fornitura di combustibili; quasi tre quarti dei nuovi posti creati nel settore energetico negli ultimi cinque anni erano collegati all'elettricità.

Questo non significa che ogni nuovo posto sia un posto "verde" o che le perdite nei comparti fossili siano automaticamente compensate nello stesso luogo. Un tecnico di rete può trovare opportunità in un mercato in espansione; un territorio dipendente da una miniera o da una centrale può perdere reddito, imposte e domanda locale prima che arrivi un'attività alternativa. La transizione modifica quindi la geografia del lavoro oltre al suo numero complessivo.

Le competenze sono un vincolo concreto. Più della metà delle imprese intervistate dall'IEA segnala difficoltà nelle assunzioni, soprattutto per professioni tecniche applicate. Elettricisti, operatori di rete, installatori, saldatori e tecnici rappresentano oltre metà dell'occupazione energetica, contro circa il 25% dell'economia generale. Una rete non si costruisce quando esiste soltanto il capitale: servono persone in grado di progettarla, autorizzarla, installarla e mantenerla.

Nello scenario IEA verso le emissioni nette zero la forza lavoro energetica mondiale dovrebbe aumentare di quasi 15 milioni entro il 2035. È un fabbisogno modellizzato, non un risultato già osservato. La riqualificazione può trasferire alcune competenze, ma non tutte: un elettricista può passare a reti, pompe di calore o impianti rinnovabili più facilmente di un'attività estrattiva localizzata in un territorio privo di nuove industrie.

Una transizione equa non si misura quindi soltanto con il saldo mondiale degli occupati. Occorre considerare salari, qualità dei lavori, localizzazione degli investimenti, tempi della chiusura, accesso alla formazione e sostituzione delle entrate locali. Anche fra proprietari e affittuari i costi possono distribuirsi diversamente: chi possiede un edificio può finanziare un intervento e beneficiare del risparmio, mentre chi lo abita può sostenere costi senza controllare l'impianto.

Obiettivi e scenari non sono previsioni

Le politiche energetiche hanno diversi livelli di certezza. Una dichiarazione politica non è un obiettivo legislativo; un obiettivo non è un programma finanziato; un progetto annunciato non è un impianto autorizzato; una capacità installata non è produzione effettiva; una stima di emissioni evitate non è una riduzione osservata. Confondere questi passaggi trasforma una traiettoria possibile in un risultato già ottenuto.

Alla ventottesima Conferenza delle Parti sul clima (COP28) è stato adottato l'obiettivo di triplicare la capacità rinnovabile mondiale e raddoppiare il tasso medio annuo di miglioramento dell'efficienza entro il 2030. IRENA calcola che arrivare a 11,2 TW di capacità rinnovabile nel 2030 richiederebbe una crescita

annua del 16,6% dopo il 2024. Nel 2025 la capacità rinnovabile IRENA è cresciuta del 15,5%: un ritmo record, ma ancora leggermente inferiore a quello richiesto dal percorso modellizzato. Il 16,6% riguarda capacità installata, non produzione, consumi finali o riduzione dei fossili.

Il World Energy Outlook 2025 dell'IEA presenta quattro scenari rilevanti. Il CPS, *Current Policies Scenario*, parte dalle leggi e dalle misure già in vigore. Lo STEPS, *Stated Policies Scenario*, include anche politiche formalmente proposte e strategie ufficiali, senza presumere che tutte le aspirazioni siano raggiunte. ACCESS, *Accelerating Clean Cooking and Electricity Services Scenario*, è un percorso normativo per l'accesso universale all'elettricità e alla cottura pulita. NZE, *Net Zero Emissions by 2050 Scenario*, descrive un percorso verso emissioni energetiche nette di CO_2 pari a zero nel 2050.

Nello STEPS la domanda elettrica cresce di circa il 40% al 2035; nel NZE cresce di oltre il 50%. Nello STEPS le rinnovabili passano da circa un terzo della generazione elettrica attuale a oltre metà nel 2035 e circa due terzi nel 2050. Sono percorsi modellizzati, non previsioni.

Il percorso 1.5°C di IRENA, nello *World Energy Transitions Outlook 2024*, indica circa 11,2 TW rinnovabili al 2030 e, nel 2050, circa il 91% della generazione elettrica da rinnovabili. Solare ed eolico insieme rappresenterebbero circa il 70% della generazione rinnovabile, mentre l'elettricità arriverebbe a circa il 52% dei consumi finali. Il primo valore è capacità, il secondo generazione, il terzo consumo finale: non sono grandezze intercambiabili.

Il Gruppo intergovernativo sul cambiamento climatico (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC), nel contributo del Gruppo di lavoro III al sesto rapporto di valutazione, riassume famiglie di percorsi modellizzati della categoria C1, compatibili con una probabilità almeno del 50% di limitare il riscaldamento a 1,5 °C con nessun o limitato superamento. Rispetto al 2019, questi percorsi indicano una riduzione mediana delle emissioni nette di gas serra del 43% al 2030 e dell'84% al 2050. Per la CO_2 netta le riduzioni mediane sono del 48% al 2030 e circa del 95% al 2050.

Nel 2050, sempre nella categoria C1, l'uso del carbone è inferiore del 95% rispetto al 2019, quello del petrolio del 60% e quello del gas naturale del 45%.

Sono mediane di percorsi con intervalli [5°–95° percentile], non obiettivi politici e non previsioni. L'intervallo per il gas naturale comprende anche percorsi nei quali i consumi al 2050 risultano superiori a quelli del 2019. La mediana del 45% in meno sintetizza quindi scenari molto eterogenei, alcuni dei quali prevedono un ricorso prolungato al gas compensato dalla cattura della CO_2, dalle rimozioni o da riduzioni più profonde in altri settori.

Gli scenari divergono perché adottano ipotesi diverse su crescita economica, domanda, elettrificazione, costi del capitale, reti, accumuli, combustibili, bioenergia e cattura della CO_2. Non sono mappe del futuro già deciso: sono strumenti per capire quali condizioni renderebbero possibile una certa traiettoria e quali vincoli la renderebbero più difficile.

Una risposta graduata

Il sistema energetico mondiale sta realmente sostituendo i combustibili fossili, ma non lo sta facendo ovunque e non lo sta facendo ancora alla stessa velocità della crescita della domanda. La transizione è concreta nella capacità rinnovabile, nella produzione solare, nell'elettrificazione dei trasporti, negli accumuli, negli investimenti e nella riduzione di alcune produzioni fossili in Paesi o settori specifici.

Come mostrano i dati precedenti, le fonti a basse emissioni hanno intercettato la maggior parte della nuova domanda energetica e il solare oltre due terzi dell'incremento della generazione elettrica. L'IEA stima inoltre che le tecnologie diffuse dal 2019 abbiano evitato oltre 35 exajoule (EJ) di domanda fossile e circa 3 miliardi di tonnellate di CO_2 all'anno rispetto a un mondo in cui non fossero state adottate. Sono risultati di un confronto controfattuale, non quantità osservate direttamente né una misura delle emissioni mondiali eliminate nel solo 2025.

La risposta mondiale resta però diversa da quella di alcuni segmenti. Petrolio, gas e carbone sono cresciuti tutti nel 2025, anche se più lentamente. Una parte della nuova capacità pulita ha sostituito generazione fossile; una parte ha alimentato consumi nuovi. La quota fossile può diminuire mentre la quantità

fossile cresce, e una capacità rinnovabile record può convivere con centrali fossili ancora installate o con nuove infrastrutture in costruzione.

La transizione non è dunque né un'invenzione né un processo già completato. È una trasformazione rapida ma diseguale, nella quale produzione, domanda, reti, accumuli, capitale, competenze e dismissioni devono avanzare insieme. Se cresce soltanto la capacità, mancano reti e flessibilità. Se cresce soltanto l'elettrificazione, aumenta la domanda elettrica. Se si chiudono gli impianti senza alternative, cresce il rischio di carenza. Se si costruiscono nuove fonti senza ridurre l'uso di quelle vecchie, la sostituzione resta parziale.

La domanda centrale trova quindi una risposta non binaria: il sistema sta sostituendo alcuni combustibili fossili in alcuni luoghi e servizi, ma nel mondo del 2025 sta ancora soprattutto aggiungendo nuove fonti a una domanda complessiva crescente. La generalizzazione della sostituzione assoluta dipenderà dalla capacità di trasformare gli investimenti e gli obiettivi in reti, produzione effettiva, usi finali elettrificati e impianti fossili realmente dismessi.

Fonti e riferimenti

International Energy Agency, Global Energy Review 2026 — Key findings
https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2026/key-findings

International Renewable Energy Agency, Near-700 GW Surge in 2025 Proves Renewable Energy Resilience
https://www.irena.org/News/pressreleases/2026/Apr/Near-700-GW-Surge-in-2025-Proves-Renewable-Energy-Resilience

International Renewable Energy Agency, Renewable Capacity Statistics 2026
https://www.irena.org/Publications/2026/Mar/Renewable-capacity-statistics-2026

International Energy Agency, World Energy Outlook 2025 — Executive summary
https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025/executive-summary

International Energy Agency, World Energy Investment 2026
https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2026

International Energy Agency, World Energy Investment 2026 — PDF ufficiale
https://iea.blob.core.windows.net/assets/64594543-cf6e-4fd9-8238-d3cae35daf48/WorldEnergyInvestment2026.pdf

International Energy Agency, Electricity Grids and Secure Energy Transitions — Executive summary
https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions/executive-summary

International Energy Agency, World Energy Employment 2025 — Executive summary
https://www.iea.org/reports/world-energy-employment-2025/executive-summary

International Renewable Energy Agency, World Energy Transitions Outlook 2024
https://www.irena.org/Publications/2024/Nov/World-Energy-Transitions-Outlook-2024

International Renewable Energy Agency, World Energy Transitions Outlook 2024 — PDF ufficiale
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Nov/IRENA_World_energy_transitions_outlook_2024.pdf

IPCC, Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change — Summary for Policymakers
https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_SPM.pdf

European Environment Agency, Share of energy consumption from renewable sources in Europe
https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/share-of-energy-consumption-from

European Commission, Renewable energy targets and rules
https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en

Terna, Electricity demand of 311.3 TWh in 2025
https://www.terna.it/en/media/press-releases/detail/electricity-consumption-2025

Terna, Electricity demand 2025 — PDF ufficiale del consuntivo
https://www.terna.it/DesktopModules/AdactoBackend/API/directdownload/get?file=Terna_electricity_demand_2025_8de58dba2640bfd.pdf

Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Piano nazionale integrato per l'energia e il clima — PNIEC
https://emissioni.sina.isprambiente.it/pniec/