



INTESA  SANPAOLO

Osservatorio sul settore idrico

N. 3°

**Il nesso acqua-energia:
dinamiche, sfide e opportunità**

Settembre 2026

Il nesso acqua-energia: dinamiche, sfide e opportunità

Preambolo	3
Executive summary	4
1. Inquadramento generale del nesso acqua-energia	7
1.1 Il contesto	7
1.2 Il quadro idrico attuale	9
1.3 Prospettive di sviluppo dell'offerta e della domanda di energia	11
1.4 Una definizione del nesso acqua-energia	12
1.5 Struttura del report	14
2. Il rapporto fra consumo di acqua ed energia	15
2.1 Prelevi e consumi di acqua a fini energetici in UE, in Italia e a livello regionale	15
2.2 I consumi idrici in Europa e in Italia per fonte energetica	25
2.3 Il consumo di acqua in base alla fonte e alla tecnologia	28
2.4 I consumi energetici da parte del settore idrico	32
3. Nexus acqua-energia: assetti gestionali e governance	37
3.1 Operatori ed evoluzione del panorama italiano: dalle gestioni in economia ai gestori industriali	37
3.2 Quadro e principali sfide della governance del nesso acqua-energia	40
4. Scenari futuri del nesso acqua-energia	47
4.1 Scenari climatici e impatto sulle risorse idriche	47
4.2 Scenari energetici	50
4.3 Criticità legate alla decarbonizzazione per il settore idrico	55
4.4 Il nesso acqua-energia: scenari, prospettive e rischi	56
5. Nuove tecnologie e nuove strategie di gestione per affrontare il nesso acqua-energia	62
5.1 Digitalizzazione e gestione predittiva della rete idrica	63
5.2 Riduzione delle perdite idriche e digitalizzazione della rete	64
5.3 Telecontrollo ed innovazione	64
5.4 Oblysis, tecnologia per il monitoraggio dei depuratori e la riduzione dei costi di gestione	65
5.5 Tecnologie sulle torri di raffreddamento	66
5.6 Hybrid cooling (raffreddamento ibrido) come strumento di gestione	67
5.7 Cicli Alternati	68
5.8 DSS (Decision Support System)	68
5.9 I data center come nuovo ambito applicativo delle tecnologie del nesso	69

6 Strumenti finanziari per il nexus acqua-energia	75
6.1 Fabbisogno di investimenti e modalità di finanziamento del SII	75
6.2 Gli investimenti per l'efficientamento energetico degli operatori idrici	77
6.3 Il ruolo del sistema finanziario	78
6.4 Quali strumenti per finanziare il settore?	81
6.5 La prospettiva della Tassonomia europea	84
7. Conclusioni e raccomandazioni	87
7.1 Sintesi delle principali evidenze	87
7.2 Le principali sfide del nesso acqua-energia	87
7.3 Dalle sfide alle opportunità strategiche	88
7.4 Dalla strategia al valore operativo del nesso	90
7.5 Raccomandazioni per l'attuazione del nesso acqua-energia	91
7.6 Considerazioni finali	94
Riferimenti bibliografici	96

Il Rapporto è stato realizzato da un gruppo di lavoro composto da Laura Campanini, Stefania Trenti, Letizia Borgomeo (Intesa Sanpaolo-Research Department) e da Marta Antonelli, Giuseppe Stefano Calabrese, Ilaria Castagna, Jerome El Jeitany, Claudia Beatrice Falzi, Beatrice Foroni, Francesco Marghella (Acea).

Al Rapporto hanno collaborato anche Carlo Scippa (Intesa Sanpaolo-Banca dei territori), Alessia Augello, Federico Buffone, Silvia Tardia (Intesa Sanpaolo-Corporate & Investment Banking), Cristina Lubinski (ESG Steering).

Gli autori desiderano ringraziare Anna Maria Barrile (Utilitalia), Donato Berardi (Ref), Andrea Cominola (Technische Universität Berlin), Edoardo Croci (Università Bocconi), Maria Cristina Rulli (Politecnico di Milano) per la disponibilità, il tempo dedicato e i preziosi contributi forniti nel corso della ricerca. I contenuti del presente rapporto riflettono esclusivamente le analisi e le valutazioni degli autori e non necessariamente quelle degli intervistati. Eventuali errori o omissioni restano di esclusiva responsabilità degli autori.

Le informazioni del presente documento sono aggiornate al 30.06.2026
Per importanti comunicazioni si rimanda all'ultima pagina

Preambolo

La crescente pressione sulle risorse naturali, l'accelerazione degli effetti del cambiamento climatico e la transizione verso modelli energetici più sostenibili rendono sempre più evidente la necessità di superare approcci settoriali nella gestione delle risorse strategiche. Acqua ed energia costituiscono due infrastrutture fondamentali per lo sviluppo economico e industriale, la sicurezza dei territori, la competitività dei sistemi produttivi, la salute e la qualità della vita delle comunità. La loro disponibilità, accessibilità e resilienza rappresentano una condizione imprescindibile per accompagnare i processi di transizione ecologica e industriale.

In questo quadro si inserisce l'attività dell'Osservatorio Idrico promosso da Acea e Intesa Sanpaolo, istituito nel 2024 con l'obiettivo di contribuire alla costruzione di un nuovo approccio culturale, industriale e finanziario all'uso sostenibile della risorsa idrica. Dopo le prime due pubblicazioni dedicate, rispettivamente, al riuso delle acque e al ruolo dell'acqua in agricoltura, il presente position paper costituisce il terzo capitolo di un percorso di approfondimento volto a mettere in luce le principali dimensioni della sfida idrica e le relative implicazioni per il Paese.

La scelta di dedicare questa nuova pubblicazione al nesso acqua-energia risponde alla necessità di affrontare una delle interdipendenze più rilevanti, e al tempo stesso più complesse, della transizione in corso. L'acqua è, infatti, essenziale per la produzione energetica e l'energia è indispensabile lungo l'intero ciclo idrico. A livello globale, circa il 90% della produzione di elettricità dipende, in maniera diretta o indiretta, dall'acqua, mentre il settore idrico assorbe circa il 4% della domanda elettrica, evidenziando la profonda interdipendenza e la reciproca vulnerabilità dei due sistemi.

Il tema assume una rilevanza ancora maggiore in un contesto in cui la risorsa idrica è sottoposta a pressioni crescenti. L'intensificarsi degli eventi climatici estremi, l'aumento della domanda da parte dei diversi settori economici, il deterioramento della qualità delle acque e la necessità di rafforzare le capacità di adattamento impongono un ripensamento profondo delle politiche pubbliche, degli investimenti infrastrutturali e dei modelli di gestione.

La transizione energetica sta accelerando l'elettrificazione globale, sostituendo i combustibili fossili con fonti rinnovabili; tali dinamiche hanno un impatto anche sull'uso delle risorse idriche ma il settore energetico rimane esposto in modo significativo al crescente stress idrico. Affrontare il water-energy nexus significa riconoscere che la transizione energetica non può essere pienamente sostenibile senza una strategia idrica coerente e, viceversa, che la resilienza dei sistemi idrici richiede disponibilità energetica affidabile, efficiente e a basse emissioni. La gestione integrata di queste due dimensioni consente di individuare sinergie e ridurre trade-off ed è coerente con gli obiettivi europei di neutralità climatica delineati dall'European Green Deal e dalla Strategia europea sulla resilienza idrica. Il nesso acqua-energia è una chiave interpretativa essenziale per comprendere le sfide dei prossimi decenni e per orientare politiche, investimenti e innovazione verso un modello di sviluppo più sicuro, efficiente e sostenibile.

In continuità con le precedenti pubblicazioni dell'Osservatorio, questo lavoro intende offrire un contributo analitico e prospettico al dibattito sul ruolo strategico della risorsa idrica nello sviluppo sostenibile del Paese. Il primo numero dell'Osservatorio dedicato al tema del riuso ha posto al centro il tema della circolarità, dell'efficienza e della valorizzazione di una risorsa sempre più scarsa; l'approfondimento, nella seconda edizione, sull'agricoltura ha evidenziato la centralità dell'acqua per la sicurezza alimentare, la produttività dei territori e l'adattamento climatico. Il presente rapporto completa idealmente questa prima traiettoria di analisi, concentrandosi su una dimensione trasversale e abilitante: il legame tra acqua ed energia come fattore decisivo per la competitività, la decarbonizzazione e la resilienza del sistema economico.

Executive summary

Acqua ed energia costituiscono sistemi profondamente interdipendenti: l'acqua è indispensabile per la produzione energetica, mentre l'energia è necessaria per captare, trattare, distribuire e depurare la risorsa idrica. Questa relazione assume oggi una rilevanza strategica crescente a causa del cambiamento climatico, dell'aumento dello stress idrico e della transizione energetica. La sicurezza degli approvvigionamenti energetici e la sicurezza delle risorse idriche sono sempre più reciprocamente dipendenti. La disponibilità di risorsa idrica sta emergendo come un fattore critico per la resilienza del sistema energetico. Nel prossimo decennio, la capacità di gestire risorse sempre più scarse e interconnesse diventerà un fattore determinante per lo sviluppo sociale ed economico, per la competitività e per la creazione di valore.

In questa prospettiva, il nesso acqua-energia emerge come un paradigma di pianificazione integrata, che considera sistemi idrici ed energetici come componenti di un unico sistema interdipendente. L'obiettivo non è più ottimizzare i singoli settori, ma massimizzare l'efficienza, la resilienza e il valore complessivo generato dall'intero sistema acqua-energia, richiedendo di conseguenza una lettura congiunta, e non più settoriale, nella pianificazione delle infrastrutture idriche ed energetiche.

Le evidenze raccolte mostrano come il settore energetico continui a rappresentare uno dei principali utilizzatori di acqua in Europa. Nel 2015, i prelievi idrici per fini energetici nell'Unione Europea hanno raggiunto circa 73 miliardi di m³, con una forte concentrazione nei paesi caratterizzati da una significativa presenza di centrali termoelettriche e nucleari, quali Francia, Germania e Polonia. Il settore energetico italiano utilizza quantitativi d'acqua inferiori rispetto alle principali economie europee: nel 2015, i prelievi energetici si attestano a circa 1,3 miliardi di m³ annui, con consumi pari a 87 milioni di m³. I consumi risultano molto concentrati geograficamente: in Basilicata, Lombardia e Sicilia si utilizza quasi il 50% del volume complessivo di risorsa. I consumi idrici nei diversi paesi sono strettamente dipendenti dal sistema energetico nazionale.

Le diverse fonti energetiche e tecnologie presentano esigenze idriche molto differenti. Le tecnologie eolica e fotovoltaica richiedono quantitativi d'acqua pressoché trascurabili durante la fase operativa, mentre le centrali termoelettriche continuano a dipendere in misura significativa dalla disponibilità di acqua per il raffreddamento. Anche alcune soluzioni considerate centrali per la decarbonizzazione, come le bioenergie e l'idrogeno verde, presentano importanti implicazioni per l'uso della risorsa idrica che devono essere attentamente valutate nell'ambito della pianificazione energetica.

L'idroelettrico rappresenta un caso particolarmente rilevante nel rapporto tra acqua ed energia: la sua performance è direttamente influenzata dalla disponibilità idrica e dall'evoluzione delle condizioni climatiche. In Italia il comparto idroelettrico conserva un ruolo di primo piano, sia per la produzione di energia rinnovabile sia per le funzioni di accumulo e regolazione garantite dagli invasi e dagli impianti di pompaggio. Tuttavia, la crescente variabilità idrologica e la competizione tra usi energetici, agricoli e civili della risorsa pongono nuove sfide gestionali e di pianificazione.

L'analisi mette, inoltre, in evidenza che il settore idrico non è soltanto fornitore di una risorsa essenziale per la produzione energetica, ma costituisce a sua volta un importante consumatore di energia. Ogni fase del ciclo dell'acqua richiede, infatti, consumi energetici significativi, in particolare per il pompaggio, il trattamento delle acque potabili, la depurazione delle acque reflue e la desalinizzazione.

Attualmente il 2,6% dei consumi energetici europei è utilizzato dal comparto idrico. Il consumo energetico relativo alla fornitura di acqua potabile dipende dal tipo di fonti idriche (acque sotterranee, acque superficiali o acqua di mare), dal numero di pompe impiegate e dalla densità di popolazione.

Al contrario, il consumo energetico del trattamento delle acque reflue dipende dal livello di inquinamento delle acque reflue raccolte, dall'afflusso di acque piovane e dagli standard di qualità richiesti per i corpi idrici riceventi. Il 43,5% del consumo energetico del settore idrico dell'UE è destinato alla fornitura di acqua potabile, il 30,8% alla depurazione e il 25,7% alla desalinizzazione.

Guardando al lungo termine, la transizione energetica potrebbe contribuire a ridurre l'intensità idrica del sistema energetico. Le stime indicano che entro il 2050 i prelievi idrici del settore energetico potrebbero diminuire del 37% nell'Unione Europea e del 20% in Italia, grazie sia all'evoluzione del mix energetico sia alla crescente diffusione di tecnologie a minore fabbisogno idrico. La sostenibilità della transizione energetica e quella della gestione delle risorse idriche appaiono quindi strettamente connesse. Il quadro resta, tuttavia, meno positivo sul lato opposto del nesso acqua-energia: l'International Energy Agency stima che a livello globale il fabbisogno energetico del settore idrico possa quasi raddoppiare entro il 2040, trainato soprattutto dalla crescita della dissalazione e dai maggiori livelli di trattamento richiesti dal riuso delle acque reflue.

Le prospettive al 2050 indicano un progressivo irrigidimento dei vincoli che caratterizzano il nesso acqua-energia. In uno scenario di riscaldamento globale pari a +2°C, tra 800 milioni e 3 miliardi di persone potrebbero sperimentare nuove condizioni di scarsità idrica, mentre in Europa la popolazione esposta a stress idrico potrebbe aumentare da 52 a 65 milioni di persone. Per il bacino del Po, le stime indicano una riduzione delle riserve idriche da 95 a 72 km³ e una contrazione dei deflussi alla foce da oltre 50 a 33 km³ annui.

Allo stesso tempo, la decarbonizzazione determinerà una profonda trasformazione del sistema energetico, dove l'elettrificazione dei consumi finali potrebbe raggiungere il 55%, sostenuta dalla crescita delle fonti rinnovabili, dell'idrogeno verde e delle tecnologie Power-to-X. Se, da un lato, la diffusione di eolico e fotovoltaico contribuirà a ridurre l'impronta idrica del sistema energetico, dall'altro tecnologie come idroelettrico, nucleare, cattura e stoccaggio del carbonio, e idrogeno introdurranno nuovi trade-off legati alla disponibilità della risorsa idrica e alla localizzazione degli impianti.

La governance emerge come uno degli aspetti più critici e al tempo stesso più promettenti per la valorizzazione del nesso acqua-energia. L'evoluzione normativa europea degli ultimi anni mostra una crescente attenzione a un approccio integrato, fondato sui principi dell'efficienza energetica e di quella idrica. La Strategia europea per la resilienza idrica, la revisione delle direttive sull'efficienza energetica e le nuove disposizioni sul trattamento delle acque reflue testimoniano la progressiva integrazione tra politiche idriche, energetiche e climatiche. Tuttavia, la presenza di molteplici livelli decisionali, la frammentazione delle competenze, la pluralità degli strumenti di pianificazione e la carenza di indicatori condivisi rappresentano ancora ostacoli significativi all'attuazione di una governance realmente integrata.

Un limite strutturale del settore idrico italiano continua a essere rappresentato dalla frammentazione gestionale. La presenza di numerosi operatori di piccola dimensione e di gestioni ancora affidate direttamente agli Enti locali riduce la capacità di attrarre capitali, realizzare investimenti, sviluppare competenze specialistiche e adottare soluzioni innovative lungo il nesso acqua-energia. In un contesto che richiede interventi sempre più complessi e ad alta intensità di capitale, il rafforzamento dimensionale e industriale dei gestori rappresenta una leva essenziale per migliorare efficienza, resilienza e capacità di adattamento ai cambiamenti climatici.

La complessità degli assetti istituzionali italiani evidenzia come il nesso acqua-energia non sia soltanto una questione tecnologica, ma anche una sfida di coordinamento. La presenza di soggetti regolatori comuni, strumenti di pianificazione convergenti e operatori multiutility attivi in entrambi i comparti costituisce un fattore abilitante per tradurre il paradigma del nesso in scelte operative e investimenti integrati.

L'efficienza operativa rappresenta, quindi, la prima leva di resilienza. La digitalizzazione delle reti, il monitoraggio in tempo reale e l'ottimizzazione dei processi possono generare benefici significativi: riduzioni delle perdite idriche fino al 40%, recupero di oltre 10 milioni di m³ di acqua all'anno e risparmi energetici fino a 10 milioni di euro annui. Similmente, tecnologie avanzate per la depurazione consentono di ridurre, fino al 30%, i consumi energetici e la produzione di fanghi.

Dal punto di vista tecnologico, il rapporto evidenzia come la digitalizzazione rappresenti oggi il principale strumento abilitante per migliorare simultaneamente efficienza idrica ed energetica. Soluzioni come smart metering, sensoristica diffusa, telecontrollo, sistemi SCADA, digital twin, intelligenza artificiale e piattaforme predittive consentono di ridurre le perdite, ottimizzare i consumi energetici e migliorare l'affidabilità del servizio. I casi analizzati mostrano risultati concreti in termini di recupero della risorsa idrica, riduzione dei costi operativi e maggiore resilienza delle infrastrutture. Un ulteriore elemento di attenzione riguarda la crescita dei data center e dell'intelligenza artificiale, che stanno incrementando simultaneamente la domanda di energia e di acqua. Il rapporto evidenzia come il raffreddamento delle infrastrutture digitali rappresenti una nuova sfida per il nesso acqua-energia e come tecnologie innovative, sistemi di riuso e soluzioni di raffreddamento avanzato possano contribuire a ridurre l'impatto ambientale.

Trasformare il nesso acqua-energia in investimenti concreti dipenderà sempre più dall'adeguatezza degli strumenti finanziari. Il settore idrico si confronta, infatti, con un fabbisogno infrastrutturale stimato in 1.710 miliardi di euro a livello europeo entro il 2040, a fronte di un divario di finanziamento pari a 695 miliardi di euro.

In Italia la necessità di recuperare il ritardo infrastrutturale si combina con gli obiettivi di resilienza climatica, riduzione delle perdite, depurazione, riuso delle acque ed efficientamento energetico. In questo scenario il quadro regolatorio italiano, costruito attorno all'azione di ARERA, rappresenta un elemento fondamentale per garantire stabilità finanziaria e attrarre capitali privati. Tuttavia, la progressiva riduzione delle risorse straordinarie del PNRR e la presenza di operatori di piccola dimensione rendono necessario ampliare gli strumenti di finanziamento disponibili e rafforzare la capacità di accesso al credito del settore.

Strumenti come green bond, sustainability-linked bond e blue bond consentono di indirizzare capitali verso progetti in grado di generare benefici simultanei sul piano energetico, idrico e climatico, collegando la remunerazione finanziaria al raggiungimento di obiettivi misurabili quali la riduzione delle perdite di rete, l'aumento del riuso delle acque reflue o il miglioramento dell'efficienza energetica. Il mercato globale dei blue bond ha già raggiunto circa 5 miliardi di dollari di emissioni nel 2025 e potrebbe superare i 6 miliardi nel 2026, confermando come l'acqua stia emergendo come una nuova asset class strategica per la transizione ecologica e per la competitività delle infrastrutture del futuro. La Tassonomia europea è un framework particolarmente utile per verificare che gli investimenti – nel sistema idrico come in quello energetico – siano coerenti con gli obiettivi ambientali dell'Unione e valutati secondo criteri omogenei e comparabili.

Alla luce di ciò, il nesso acqua-energia si configura come una sfida multidimensionale che richiede di intervenire su ambiti interconnessi: clima, infrastruttura, tecnologie, finanza e governance. Il valore del nesso non risiede nella sola comprensione delle interdipendenze tra acqua ed energia, ma nella capacità di tradurle in scelte operative misurabili. Riduzione delle perdite, digitalizzazione delle reti, recupero energetico, riuso delle acque reflue, autoproduzione da fonti rinnovabili e strumenti di blue finance rappresentano leve operative concrete per generare benefici simultanei in termini di efficienza, resilienza e sostenibilità. L'obiettivo finale non è ottimizzare singoli asset o singoli settori, ma costruire sistemi integrati in grado di allocare in modo più efficiente capitale, risorse naturali ed energia, rafforzando la sicurezza idrica ed energetica in uno scenario caratterizzato da vincoli sempre più stringenti e trasformando le crescenti pressioni sulle risorse in un'opportunità di sviluppo sostenibile e di creazione di valore per territori, imprese e cittadini.

1. Inquadramento generale del nesso acqua-energia

1.1 Il contesto

L'acqua è il filo rosso che lega sicurezza energetica e alimentare, salute, ecosistemi naturali, competitività, crescita, sviluppo e diritti umani. Una risorsa fondamentale ma a rischio, prima di tutto a causa della crisi climatica.

A cura di Acea

Il cambiamento climatico si manifesta in larga misura attraverso l'acqua. L'aumento della frequenza e dell'intensità di siccità, alluvioni, precipitazioni estreme e periodi prolungati di stress idrico sta incidendo sia sulla quantità sia sulla qualità dell'acqua, e si imporrà sempre di più come causa di una crescente competizione tra i settori. Le città sono particolarmente esposte: l'intensificazione delle ondate di calore e degli eventi di precipitazione intensa mette sotto pressione infrastrutture spesso progettate per condizioni climatiche non più attuali, con conseguenti rischi di sovraccarico delle reti, allagamenti urbani, interruzioni dei servizi essenziali e aumento dei costi di gestione e ripristino.

Gli impatti della crisi idrica, inoltre, non restano confinati al settore idrico. Al contrario, si propagano a cascata su altri sistemi fondamentali che dipendono da questa risorsa essenziale che agisce come fattore abilitante. La crisi idrica compromette la produzione agricola e industriale, incide sulla disponibilità e sul costo dell'energia, condiziona la stabilità dei sistemi elettrici, riduce la funzionalità degli ecosistemi e dei servizi ecosistemici, impatta sulla salute umana. La dimensione economica del fenomeno è già evidente. Tra il 1980 e il 2023, gli eventi estremi hanno generato in Europa perdite economiche pari a 738 miliardi di euro; di questi, oltre 162 miliardi, pari al 22% del totale, si sono concentrati nel solo periodo 2021–2023 (European Environment Agency, 2024).

Anche in Italia, i cambiamenti climatici stanno trasformando il ciclo dell'acqua. L'aumento delle temperature medie, la riduzione delle precipitazioni annuali e la maggiore variabilità degli eventi meteorologici stanno producendo una combinazione particolarmente critica: da un lato piogge più intense e concentrate, dall'altro periodi di siccità più lunghi e severi. Nel solo 2022 sono stati registrati oltre 3.000 eventi estremi (Commissione Europea, 2025), oltre a 6 miliardi di euro di danni all'agricoltura, equivalenti a circa il 10% della produzione agroalimentare nazionale (Coldiretti, 2022), a causa della peggiore siccità registrata in Europa negli ultimi 500 anni. Le proiezioni indicano, inoltre, una possibile riduzione significativa della portata dei fiumi, fino al 40% entro il 2080, accompagnata da una contrazione dei prelievi disponibili (Spano et al., 2020).

Queste dinamiche alimentano una crescente competizione tra usi civili, agricoli, industriali ed energetici, inclusa la domanda idrica in aumento per i data center. Allo stesso tempo, aggravano fenomeni quali eutrofizzazione, aumento della concentrazione di contaminanti nei corpi idrici e salinizzazione delle acque superficiali e sotterranee. Il rischio idrico assume, quindi, una doppia natura: da un lato rischio fisico, legato alla disponibilità e alla qualità dell'acqua; dall'altro rischio sistemico, perché capace di incidere sulla produttività economica, sulla stabilità dei territori e sulla sicurezza delle infrastrutture.

Anche il settore energetico è vulnerabile allo stress idrico e allo stesso tempo, a seconda delle scelte tecnologiche, potrebbe anche intensificarlo. Gestire questo equilibrio diventa una questione strategica, che può evolversi nel corso della vita degli impianti energetici adattandosi a nuove condizioni idriche e climatiche. Ad esempio, quando la portata dei fiumi diminuisce o la temperatura dell'acqua di presa aumenta, gli impianti termoelettrici possono, infatti, incontrare limiti operativi, proprio in corrispondenza di picchi della domanda di elettricità. Tali fluttuazioni possono incidere sulle modalità di gestione della rete.

Le stime sui costi futuri confermano la rilevanza macroeconomica del problema. In Italia, i costi economici del cambiamento climatico potrebbero superare anche il 2,5% del PIL pro capite entro il 2050 e raggiungere valori compresi tra il 7% e l'8% entro la fine del secolo (Spano et al., 2020). Guardando al 2050, diversi scenari indicano una possibile riduzione della disponibilità idrica fino al 25% nelle aree ad alto stress, con impatti macroeconomici che potrebbero raggiungere il -6% del PIL in alcuni Paesi particolarmente vulnerabili (World Bank, 2016).

La conseguenza è netta: l'acqua è già una variabile socio-economica del rischio climatico. Non rappresenta soltanto una risorsa naturale da gestire, ma un fattore strutturale di competitività, resilienza e sicurezza. Per questo, la transizione verso sistemi idrici resilienti richiede investimenti infrastrutturali, innovazione tecnologica, capacità di pianificazione di lungo periodo e nuovi modelli di governance integrata, in grado di anticipare i rischi, ridurre le vulnerabilità e rafforzare la capacità di adattamento dei territori. A livello globale, il fabbisogno complessivo per le infrastrutture idriche è stimato in circa 11,4 trilioni di euro entro il 2040, a fronte di un divario di finanziamento di circa 6,5 trilioni di euro rispetto alle attuali traiettorie di investimento (World Economic Forum, 2025).

In questo contesto, definiamo nesso acqua-energia come la stretta interdipendenza tra i sistemi idrici ed energetici. L'acqua è, infatti, essenziale per la produzione di energia (raffreddamento, idroelettrico, produzione dei materiali), mentre l'energia è necessaria per l'approvvigionamento idrico (estrazione, trattamento, distribuzione dell'acqua potabile) oltre che per gestire le acque reflue e per la dissalazione. Circa il 90% della produzione mondiale di elettricità dipende dall'acqua (IEA, 2016), e circa il 3,5% dell'elettricità è utilizzato per la gestione delle risorse idriche (Direttiva UE 2023/1791), rendendo entrambe vulnerabili a carenze e inefficienze.

La discussione sull'azione per il clima tende a focalizzarsi sulle fonti rinnovabili ma anche l'acqua deve annoverarsi tra gli elementi fondamentali per la transizione energetica. Da una parte, i risparmi di acqua conseguibili con l'efficientamento delle tecnologie idriche consentono di sfruttare, in un circolo virtuoso, i risparmi energetici per la gestione della risorsa idrica (pompaggio, riscaldamento, trattamento e movimentazione)¹. Dall'altra parte, come già evidenziato, i cambiamenti climatici e la scarsità idrica minacciano la produzione energetica, mettendo a rischio l'intero sistema economico.

L'adozione della prospettiva del nesso può migliorare la competitività, la produttività delle risorse e l'efficacia degli investimenti nei sistemi idrici ed energetici e può aumentare la coerenza delle politiche in entrambi gli ambiti? L'Unione Europea (UE) è impegnata in un percorso di transizione ecologica verso le emissioni nette nulle al 2050 e la riduzione del 90% al 2040 rispetto ai livelli del 1990 (con un obiettivo nazionale dell'85% e fino al 5% di crediti di carbonio internazionali), attraverso l'European Green Deal e il Regolamento 2021/1119 ("Normativa europea sul clima"). Parallelamente ai numerosi interventi e ai target definiti in ambito energetico, la Strategia Europea per la Resilienza Idrica ha evidenziato la necessità di migliorare l'efficienza nell'uso dell'acqua per conseguire l'obiettivo dell'aumento del 10% entro il 2030 (Commissione Europea, 2025). Le fonti rinnovabili elettriche su cui si fa leva per la transizione sono un fattore di alleggerimento dello stress idrico, ma il freno posto dalla difficile elettrificazione di diversi settori di consumo di energia³ mette a rischio il raggiungimento dell'obiettivo nel lasso di tempo relativamente breve rimasto a disposizione. La scalabilità delle tecnologie, considerate oggi la

¹ Questi risparmi energetici comportano, infatti, un risparmio idrico legato al minore fabbisogno sia di energia sia di tecnologie per la sua produzione, trasporto e consumo.

² Le politiche europee in ambito idrico ed energetico sono affrontate nel capitolo 5.

³ Trasporto aereo, marittimo e autotrasporto pesante, oltre a molti settori industriali energivori (siderurgia, cemento, chimica e petrolchimica, vetro e ceramica) e al settore primario (agricoltura e pesca).

prima opzione per la completa realizzazione dell'agenda energetica – come l'uso del vettore idrogeno in molti comparti della trasformazione e consumo finale – subisce il diffuso clima di incertezza connotato dall'esiguo numero dei progetti effettivamente realizzati (Adamu et al., 2026).

In questo contesto, la presente pubblicazione propone un'analisi integrata dei sistemi idrici ed energetici e delle relative sfide, superando una visione settoriale e promuovendo una prospettiva sistemica, necessaria per affrontare in modo efficace le sfide ambientali, economiche e sociali dei prossimi decenni.

1.2 Il quadro idrico attuale

Le risorse idriche europee sono sottoposte a pressioni crescenti e sempre più diffuse. Scarsità, inquinamento, siccità e alluvioni non rappresentano più fenomeni circoscritti a specifiche aree geografiche, ma sfide strutturali che interessano milioni di cittadini e incidono sulla disponibilità, sulla qualità e sulla gestione dell'acqua in tutti i paesi dell'UE. Comprendere il quadro idrico attuale assume particolare rilevanza poiché il settore energetico rappresenta uno dei principali utilizzatori della risorsa idrica, mentre la gestione dell'acqua richiede a sua volta significativi consumi energetici.

Le statistiche più aggiornate indicano una flessione dei prelievi idrici da parte del settore energetico pari all'11% tra il 2015 e il 2022 (Hidalgo González et al. 2025) grazie all'aumento della quota di elettricità prodotta da energia rinnovabile, cresciuta al 47% nel 2024 (European Environment Agency 2026). Dal punto di vista delle fonti, nel triennio 2020-2023, il 25% dell'acqua prelevata proveniva da fonti sotterranee, il 75% da fonti di superficie. Per quanto riguarda i consumi per il settore energetico, nel 2022 ammontavano a 6,7 miliardi di m³ di acqua dolce, a cui si aggiungono 0,8 miliardi di m³ di acque non dolci (Hidalgo González et al. 2025)⁴.

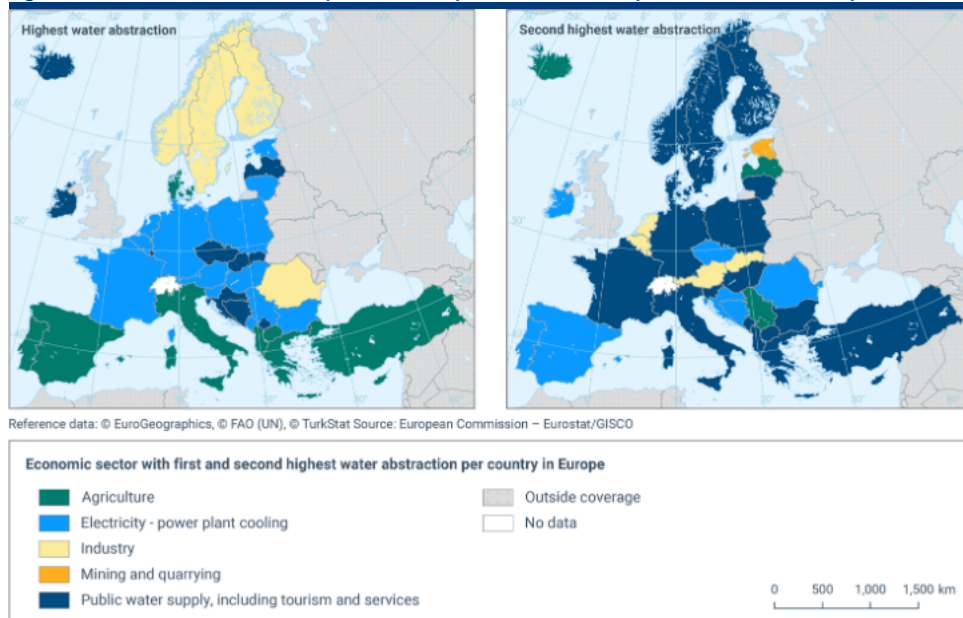
Le pressioni sulla risorsa idrica dipendono fortemente dalla struttura economica, dal mix energetico e dalle condizioni climatiche dei diversi paesi. In molti paesi dell'Europa meridionale e orientale l'agricoltura rappresenta il primo settore di prelievo idrico (inclusa l'Italia), riflettendo il peso dell'irrigazione, e la maggiore esposizione a condizioni climatiche secche (Figura 1.1). **Nei paesi dell'Europa centrale e occidentale emerge invece il ruolo rilevante del raffreddamento delle centrali elettriche, come principale utilizzo (Francia, Germania, Paesi Bassi, Belgio, Polonia, Estonia, Lettonia, Lituania, Repubblica Ceca, Slovacchia, Ungheria, Bulgaria, Spagna e Irlanda) o secondo settore di utilizzo delle risorse idriche (Spagna, Irlanda, Repubblica Ceca, Croazia e Romania).** Il prelievo per uso pubblico, inclusi turismo e servizi, assume un peso significativo in diversi paesi (inclusa l'Italia), soprattutto dove la domanda urbana e stagionale è elevata.

Complessivamente nell' UE-27, **il raffreddamento delle centrali per la produzione di energia elettrica (idroelettrico escluso) rappresenta in media il 36% di tutti i prelievi idrici nel periodo 2000-2022**, seguito dall'agricoltura (29%), dall'uso domestico, potabile e per il turismo (19%) e dall'industria (14%, Wolters et al., 2025). Malgrado rappresenti un trend in diminuzione, il 65% della produzione di elettricità in Unione Europea dipende dall'acqua per il raffreddamento (European Environment Agency, 2025a). **Il potenziale teorico di risparmio più elevato si concentra proprio nel settore elettrico, stimato tra il 45% e il 95%**, grazie all'evoluzione delle tecnologie di

⁴ Nel settore energetico è necessario distinguere tra prelievo idrico e consumo idrico. Il prelievo rappresenta il volume d'acqua derivato da una fonte naturale per il funzionamento degli impianti energetici, mentre il consumo rappresenta la quota di tale volume che non viene restituita al medesimo bacino idrografico dopo l'utilizzo. Tecnologie diverse possono presentare profili molto differenti: ad esempio gli impianti termoelettrici a circuito aperto sono caratterizzati da elevati prelievi e bassi consumi, mentre i sistemi di raffreddamento evaporativo presentano prelievi inferiori ma consumi più elevati. Pertanto, la valutazione degli impatti idrici del settore energetico richiede l'analisi congiunta di entrambi gli indicatori: consumi e prelievi.

raffreddamento e del mix energetico (Wolters et al., 2025). Per quanto riguarda l'Italia, i prelievi idrici totali si mantengono elevati lungo tutto il periodo 2000–2023, con valori intorno a 37-42 miliardi di m³ annui (European Environment Agency, 2025b), con il settore energetico che mostra una riduzione progressiva nel tempo, ma che resta rilevante nel bilancio idrico nazionale.

Figura 1.1 – Settori economici responsabili del prelievo idrico nei paesi dell'Unione Europea, 2000-2022



Fonte: European Environment Agency, 2025d

Sul fronte della disponibilità, l'Agenzia Europea dell'Ambiente monitora le condizioni di stress idrico attraverso il WEI+ (Water Exploitation Index Plus), che misura il consumo in rapporto alle risorse rinnovabili disponibili a scala stagionale e di bacino idrografico: valori superiori al 20% segnalano condizioni di scarsità idrica, valori superiori al 40% indicano uno sfruttamento potenzialmente insostenibile. **Nel 2023, il 28% del territorio dell'UE ha registrato condizioni di scarsità in almeno una stagione**, con una media pluriennale (2000-2023) di circa il 30% del territorio europeo (European Environment Agency 2025a). Complessivamente, circa 52 milioni di persone risiedono in aree con scarsità idrica almeno stagionale (European Parliamentary Research Service 2025), e tra i paesi più esposti ci sono Spagna, Italia, Grecia, Portogallo, Cipro e Malta.

Si evidenzia quindi che questa scarsità è marcatamente asimmetrica tra Nord e Sud del continente: nel Nord e Centro Europa lo stress idrico è prevalentemente stagionale o episodico, mentre nel Sud Europa si configura come un problema strutturale e permanente, determinato dalla combinazione di condizioni climatiche, elevata domanda agricola, densità demografica e pressione turistica. Se l'agricoltura rappresenta il 29% dei prelievi medi a scala europea⁵, nei paesi mediterranei, questa quota supera il 50% del consumo idrico totale. Nei mesi estivi i tassi di sfruttamento delle risorse idriche rinnovabili disponibili nel bacino raggiungono o superano il 100%, rendendo necessario attingere a riserve idriche sotterranee profonde, con conseguente esaurimento progressivo delle falde, da cui proviene il 65% dell'acqua potabile nell'UE (ibidem), ma che sono in esaurimento progressivo in molti paesi, tra cui Spagna, Italia, Francia, Grecia e Germania meridionale. **L'Italia è il primo paese dell'UE per volume totale di acqua dolce prelevata per uso potabile**, con 150 metri cubi per abitante all'anno (seconda solo all'Irlanda in

⁵ Per una trattazione dettagliata del tema dell'utilizzo delle risorse idriche in agricoltura, si rimanda il lettore al primo rapporto dell'Osservatorio Idrico.

termini pro capite), figurando tra i cinque paesi dell'UE con i livelli più critici di sfruttamento idrico (European Commission 2026). Il Paese dipende per l'84,8% delle proprie forniture da acque sotterranee, accentuando la vulnerabilità strutturale al progressivo esaurimento delle falde (Istat 2026).

A queste criticità quantitative e di siccità si affiancano quelle qualitative: nel 2021 solo il 39,6% delle acque superficiali dell'UE ha raggiunto un buono stato ecologico (European Environment Agency 2025c). Le cause principali sono l'inquinamento atmosferico che si deposita nei corsi d'acqua (59% dei corpi idrici interessati), modifiche idromorfologiche (57%) e l'inquinamento agricolo da fertilizzanti e pesticidi (32%); a queste si aggiunge l'effetto indiretto della siccità, che riducendo i volumi idrici concentra gli inquinanti e compromette i processi biologici essenziali per la salute degli ecosistemi acquatici e delle falde sotterranee. **L'Italia si inserisce in questo quadro con valori superiori alla media europea, ma con marcate differenze interne.** Per le acque superficiali, il 43,6% dei 7.763 corpi idrici raggiunge un buono o elevato stato ecologico e il 75,1% un buono stato chimico, contro medie UE rispettivamente del 37% e del 29% (ISPRA 2026); le principali sostanze che ne ostacolano il buono stato chimico sono il mercurio, il piombo, il benzo(a)pirene, i PFOS e il nichel. Sul fronte delle acque sotterranee, già in parte impoverite dal sovrasfruttamento irriguo, il 79% dei 1.007 corpi idrici è in buono stato quantitativo e il 70% in buono stato chimico, con le criticità più acute concentrate nel distretto degli Appennini meridionali, dove il 42% dei corpi idrici sotterranei registra un cattivo stato quantitativo (media nazionale: 19%), e in Sicilia, dove la quota in cattivo stato chimico raggiunge il 44% (media nazionale: 27%) (ISPRA 2026).

1.3 Prospettive di sviluppo dell'offerta e della domanda di energia

La crescente pressione sulle risorse idriche conferma che la transizione energetica deve essere valutata rispetto ai suoi effetti sulla disponibilità, sulla qualità e sugli usi concorrenti dell'acqua.

In questa prospettiva, gli scenari di evoluzione della domanda e dell'offerta di energia diventano una chiave di lettura per comprendere come il nesso acqua-energia potrà incidere sulla resilienza dei sistemi economici e infrastrutturali nei prossimi decenni.

Per il settore energetico, principale fonte di emissioni di gas serra, **l'Accordo di Parigi**, sottoscritto da 195 paesi nel 2015, in cui le Parti si sono impegnate a mantenere l'aumento della temperatura media globale "ben al di sotto" di 2 °C e a proseguire gli sforzi per limitarlo a 1,5 °C, **comporta un cambiamento in termini di fonti primarie e conseguente shift tecnologico difficilmente comparabile con altri nella storia.**

Gli sforzi, a livello aggregato, sono insufficienti a raggiungere l'obiettivo: anche assumendo piena attuazione dei Contributi Determinati a livello Nazionale (NDC, Nationally Determined Contributions), **le proiezioni di riscaldamento restano nell'ordine di 2,3-2,5 °C**, mentre le politiche correnti portano a ca. 2,8 °C (UNEP, 2025). Oggi, i paesi in linea con i propri obiettivi sono solo 13 su 25 tra le principali economie emittenti (Nascimento et al., 2023) e solo quattro hanno già superato l'obiettivo di lungo termine in senso stretto, risultando **carbon negative**⁶. La IEA conferma nel suo Energy Outlook 2025 che il percorso rimane impervio e che per mantenere viva la possibilità di rientrare sotto 1,5 °C entro fine secolo⁷, occorrerebbe un percorso di riduzione delle emissioni di CO₂ legate all'energia fino al net zero entro il 2050, possibile attraverso una forte accelerazione **dell'elettrificazione con energia pulita e dell'efficienza energetica**, oltre che con **l'uso di combustibili a basse emissioni e l'eliminazione delle emissioni fugitive di metano**. Ciò richiederebbe investimenti per 4,14 trilioni di euro l'anno su scala globale nel prossimo decennio, da confrontare con i 2,8 trilioni attuali. La politica climatica internazionale soffre, inoltre, le

⁶ Si tratta di Bhutan, Gabon, Guyana, Suriname. Dato basato su auto-dichiarazioni degli stati. Vedi [Carbon-Negative Countries 2026](#).

⁷ Essendo ritenuto inevitabile il superamento di tale limite nell'immediato.

significative crisi geopolitiche degli ultimi anni. Secondo UNEP (2025) è **"altamente probabile"**⁸ **che l'obiettivo dell'Accordo di Parigi fallisca entro il prossimo decennio a causa di impegni complessivamente ancora insufficienti rispetto al tempo disponibile.**

1.4 Una definizione del nesso acqua-energia

La necessità di affrontare sfide complesse in settori in continua evoluzione ha reso evidente l'interdipendenza tra acqua ed energia, e fatto emergere il concetto di nesso, come strumento volto a rafforzare la sicurezza idrica ed energetica (World Bank, 2013). La tutela effettiva delle risorse richiede infatti un approccio integrato alla loro gestione, poiché le decisioni prese in un settore hanno effetti, sia diretti che indiretti, sull'altro (UN World Water Assessment Programme, 2014). Per esempio, la scelta di promuovere fonti di energia rinnovabile ma ad alto consumo idrico, come i biocombustibili, può ridurre la disponibilità d'acqua per altri usi. Analogamente, sebbene la dissalazione contribuisca ad aumentare la disponibilità di acqua dolce, le tecnologie attualmente più diffuse richiedono ingenti quantità di energia, spesso derivante da fonti non rinnovabili (IEA, 2024).

Pertanto, **si è affermata una concezione di nesso acqua-energia che non si limita a quantificare l'ammontare di acqua necessaria per il settore energetico e viceversa, ma ricomprende l'interazione tra i processi tecnologici, economici e sociali che si verifica con la produzione, il trasporto e l'uso di tali risorse** (Helerea et al., 2023). Tale evoluzione è legata ai vantaggi che l'uso del nesso offre. A differenza di un approccio settoriale, un approccio integrato permette di ridurre gli sprechi, evidenziare gli eventuali conflitti tra gli usi delle risorse, bilanciare in modo più equo ed efficiente i diversi interessi in gioco e ridurre il rischio che le misure prese in un settore abbiano effetti negativi sull'altro (Yupanqui et al., 2025).

Per tali motivi, l'approccio del **nesso è coerente con il perseguimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile** (SDGs, dall'inglese Sustainable Development Goals) previsti dall'Agenda 2030 delle Nazioni Unite⁹, che ha consolidato a livello internazionale la concezione di sviluppo sostenibile come bilanciamento tra la dimensione economica, ambientale e sociale, concezione che è sempre più presente nelle politiche europee e italiane.

L'importanza di un approccio integrato per il raggiungimento di questi obiettivi emerge chiaramente **dalla Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile**, strumento di coordinamento per l'attuazione dell'Agenda 2030, adottato dall'Italia nel 2017 e revisionato nel 2022. Nella parte introduttiva, infatti, viene sottolineato come gli obiettivi nazionali posti siano frutto "dell'interazione tra più SDGs (nexus approach)" (Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 2022, p.9), menzionando il nesso tra i paradigmi di riferimento che hanno guidato l'elaborazione della strategia. Inoltre, poiché la transizione energetica e quella idrica si condizionano a vicenda, un approccio integrato contribuisce a ridurre il rischio che le misure prese per promuovere la transizione in un settore producano nuove disuguaglianze o aggravino quelle già esistenti nell'accesso all'altra risorsa (Arrojo Agudo, 2025).

L'uso del nesso come paradigma di riferimento per la gestione delle risorse vitali ha iniziato ad affermarsi nel discorso politico-istituzionale a partire dai primi anni duemila, con riferimento al nesso acqua-energia-cibo, come strumento volto a garantire la sicurezza nell'approvvigionamento di tali risorse vitali (WEF 2011; Hoff, 2011; UN Water, 2013; FAO, 2014), mentre, più recentemente, si è affermato il nesso acqua-energia-cibo-ecosistemi (WEFE Nexus, dall'inglese Water-Energy-Food-Ecosystems, approfondito nel Box che segue). La versatilità del

⁸ L'IPCC usa il termine "very likely", che sulla scala delle probabilità vale il 90-100%. Vedi [Uncertainties Guidance Note - IPCC AR5](#).

⁹ Essa dedica all'accesso all'acqua e all'energia rispettivamente l'Obiettivo 6 ("Garantire a tutti la disponibilità e la gestione sostenibile dell'acqua e delle strutture igienico-sanitarie") e l'Obiettivo 7 ("Assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni").

concetto di nesso ha portato all'elaborazione di molteplici definizioni. Non è tuttavia emersa una definizione universalmente condivisa.

Le principali definizioni istituzionali del nesso acqua-energia sottolineano la stretta interdipendenza tra le due risorse. Tra gli esempi più emblematici e più citati vi è la definizione di nesso riportata nello UN World Water Development Report del 2014, intitolato "Water and Energy". Dopo aver sottolineato l'impatto che le scelte di un settore hanno sull'altro e aver riportato alcuni esempi, il report afferma che "questi legami e interdipendenze, assieme alle loro esternalità positive e negative, sono alla base di quello che è conosciuto come nesso acqua-energia" (WWAP, 2014, p.13). La Banca Mondiale segue un approccio simile, affermando che "l'importanza dell'interdipendenza tra l'acqua e l'energia cresce con l'aumento della domanda di acqua e di energia. Quasi tutti i processi energetici richiedono quantità significative d'acqua, e il trattamento e il trasporto d'acqua richiede energia (specialmente nella forma di elettricità). Questo trade-off tra risorse idriche ed energetiche è il nesso acqua ed energia" (World Bank, 2013, p.1). L'Agenzia Internazionale dell'Energia definisce il nesso indicando direttamente gli usi dell'acqua nel settore elettrico e quelli dell'energia nel settore idrico (IEA, 2016, p.8).

Per rispondere al meglio agli obiettivi della ricerca, ai fini del presente report si è scelto di adottare una definizione in grado di catturare gli elementi essenziali e le diverse ricadute della relazione tra acqua ed energia e porre i due settori sullo stesso piano. Pertanto, con l'espressione **"nesso acqua-energia"** si fa riferimento alla relazione reciproca ed interdipendente per cui i sistemi energetici hanno bisogno d'acqua (per le fasi di estrazione, lavorazione, raffreddamento e generazione) e quelli idrici di energia (per le fasi di pompaggio, trattamento, riscaldamento/raffreddamento e distribuzione), con la conseguenza che la gestione di un settore ha impatti diretti sulla disponibilità delle risorse, la sostenibilità e l'efficienza dell'altro.

Il nesso "acqua-energia-cibo-ecosistemi"

Con nesso "acqua-energia-cibo-ecosistemi" (WEFE nexus) si fa riferimento a un approccio intersettoriale che integra "la gestione e la governance tra i settori acqua, energia, cibo ed ecosistemi, considerandoli sistemi complessi e indissolubilmente interconnessi" (Carmona-Moreno et al., 2021). L'espressione costituisce un'evoluzione del nesso "acqua-energia-cibo", consolidatosi nel discorso politico-istituzionale a partire dalla Conferenza di Bonn del 2011, con lo scopo di valorizzare l'interdipendenza tra queste risorse per evidenziare sinergie e trade-off, ritenendo questi settori i più rilevanti per il benessere della società (Sušnik et al., 2026). Per esempio, la coltivazione di colture destinate alla bioenergia può migliorare la sicurezza energetica, ma richiede ingenti quantità d'acqua e rischia di avere effetti negativi sulla sicurezza alimentare e la biodiversità. Lo sviluppo di diverse formulazioni dimostra la flessibilità del nesso come approccio (Lucca et al., 2025): valorizzando l'interdipendenza e la necessità di una gestione integrata, permette di semplificare la complessità del sistema e migliorare la gestione sostenibile delle risorse. Gli ecosistemi sono stati inclusi come quarto pilastro del nesso poiché essi offrono naturalmente una serie di servizi, quali la depurazione dell'acqua, la prevenzione dell'erosione del suolo, la capacità di agire come serbatoi globali di carbonio e fonti di ossigeno e quella di fornire biomassa (Sušnik et al., 2026) e hanno un impatto su tutti i settori del nesso. D'altra parte, la gestione delle risorse idriche, energetiche e alimentari può causare pressione sugli ecosistemi, degradandoli e diminuendone la capacità di fornire tali servizi. Per questi motivi, mentre alcuni studi li inseriscono come elemento alla base del nesso (González-Rosell et al., 2023), altri sottolineano la necessità di includerli come pilastro per porli sullo stesso piano degli altri settori e valorizzarne le interdipendenze (Vrachioli et al., 2025). In ogni caso, la valorizzazione degli ecosistemi all'interno del nesso consente anche di considerare negli studi sul nesso l'impatto dell'uso delle infrastrutture blu-verdi e delle altre nature-based solutions, e di capire come questi strumenti possano aiutare ad affrontare in modo interconnesso le sfide poste dai sistemi idrici, energetici e alimentari (Bidoglio et al., 2019).

1.5 Struttura del report

Il presente report si articola in **sette capitoli**. Il capitolo che segue questa Introduzione analizza il nesso acqua-energia evidenziando le interdipendenze tra settore energetico e idrico in UE e in Italia, sia in termini di consumo di acqua per la produzione di energia sia di consumo energetico del servizio idrico. Approfondisce inoltre le differenze tra tecnologie, includendo focus specifici su idroelettrico e idrogeno, per evidenziare le implicazioni della transizione energetica sulle risorse idriche. Il terzo capitolo analizza l'evoluzione degli assetti gestionali del settore idrico ed energetico in Italia, con focus sul passaggio verso modelli industriali e integrati, e sugli attori coinvolti. Approfondisce inoltre le principali sfide di governance, esaminando quadri regolatori, strumenti di pianificazione e finanziamento, nonché il ruolo crescente di dati e sistemi di monitoraggio integrati. Il quarto capitolo affronta gli scenari futuri del nesso acqua-energia, analizzando la sostenibilità dei consumi idrici ed energetici europei alla luce dei cambiamenti climatici, della disponibilità idrica, delle evoluzioni attese della domanda e dell'offerta di energia, e delle prospettive di policy. Il quinto capitolo propone un'analisi di casi di studio a livello nazionale ed internazionale, per comprendere come la tecnologia stia ridefinendo il rapporto tra consumi idrici ed energetici, incluso un approfondimento specifico sul consumo di acqua ed energia dei data center. Il sesto capitolo approfondisce il tema degli strumenti finanziari per l'efficientamento del settore idrico ed energetico. L'ultimo capitolo fornisce raccomandazioni per decisori politici, industria e investitori, ed esplora prospettive future di ricerca.

Il presente lavoro si basa prevalentemente su dati secondari, provenienti da articoli scientifici, dataset pubblici e fonti di letteratura grigia. La definizione delle raccomandazioni e delle priorità di ricerca per il futuro è stata supportata da interviste semi-strutturate, che hanno coinvolto cinque esperti provenienti da Università, Centri di ricerca e Associazioni di categoria. Le interviste si sono svolte tra luglio e settembre 2026

2. Il rapporto fra consumo di acqua ed energia

Le interazioni fra settore energetico e idrico sono numerose e complesse e hanno un impatto significativo sull'ambiente e sulla sostenibilità. Le risorse naturali e gli ecosistemi sono alla base sia dei flussi idrici sia dell'approvvigionamento energetico e sono a loro volta influenzati dal modo in cui l'energia viene prodotta (e consumata) e dall'utilizzo delle risorse idriche.

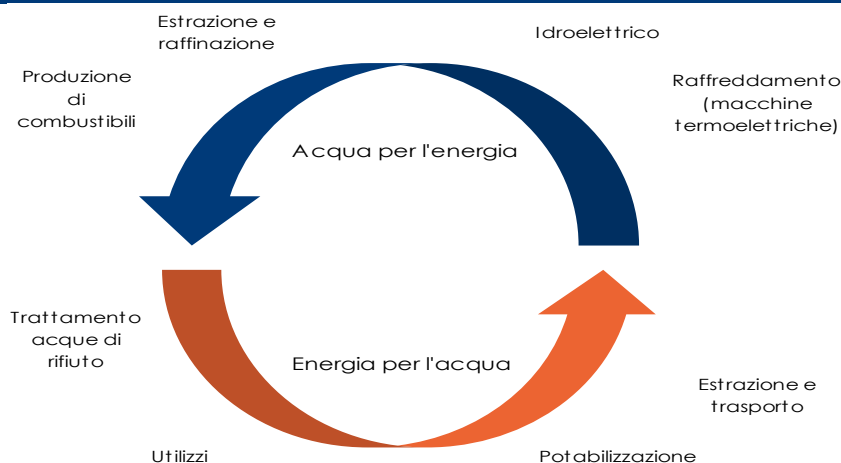
Laura Campanini

Se da un lato ogni modello di produzione energetica comporta diversi impatti sulla quantità e qualità delle risorse idriche, dall'altro, la disponibilità e distribuzione temporale e spaziale delle risorse idriche condiziona le potenzialità di produzione energetica. I consumi energetici del comparto idrico riguardano le diverse fasi del ciclo dell'acqua: dalla fornitura di acqua potabile (che comprende il trattamento delle acque sotterranee o superficiali e la desalinizzazione), alla distribuzione agli utenti finale fino alla depurazione dei reflui.

Il cambiamento climatico, la crescente domanda e l'urbanizzazione rendono più instabile l'equilibrio. Attualmente, diversi settori dell'economia competono per l'utilizzo delle risorse idriche dolci e il crescente stress idrico potrebbe portare a un inasprimento delle relazioni. Negli ultimi anni, la scarsità di risorse idriche disponibili sta già influenzando il funzionamento del sistema energetico in tutta Europa (ad esempio, riducendo la produzione delle centrali elettriche).

In questo capitolo si esplicitano i nessi del rapporto acqua-energia attraverso una quantificazione dei consumi idrici del comparto energetico e dei consumi energetici del settore idrico. Nella prima parte si intende quantificare in dettaglio, per tipologia di fonte energetica e per area geografica, la quantità di acqua attualmente utilizzata dal sistema energetico. Successivamente l'analisi si focalizza sul servizio idrico integrato.

Fig. 2.1 – Schematizzazione dell'impiego di acqua nel settore energetico e viceversa



Fonte: ALTHESYS, 2020

2.1 Prelievi e consumi di acqua a fini energetici in UE, in Italia e a livello regionale

L'acqua è necessaria per ogni fase del ciclo energetico, dall'estrazione e lavorazione dei combustibili fossili alla trasformazione in energia. Le attività relative alla produzione comprendono l'attività estrattiva di carbone, petrolio, gas, lignite, torba, uranio e torio. La trasformazione include la raffinazione del petrolio greggio e la produzione di elettricità in tutti i tipi di centrali elettriche.

Fig. 2.2 – Diagramma di flusso dell'utilizzo dell'acqua nel settore energetico



¹¹ L'EU Reference Scenario (Scenario di Riferimento Europeo) è una proiezione a lungo termine che modella le tendenze energetiche, dei trasporti e delle emissioni di gas serra fino al 2050, basandosi sulle politiche attuali e previste. Serve come base per valutare l'impatto delle future politiche climatiche ed energetiche dell'UE.

La quantità di acqua prelevata e utilizzata nel settore energetico varia notevolmente a seconda del processo e della fase del ciclo energetico, con la trasformazione di energia elettrica che rappresenta l'attività a maggiore consumo idrico. Secondo i dati JRC, la fase di generazione elettrica assorbe il 71% dei prelievi a fine energetico e il 76% dei consumi nel 2015.

A livello Europa 27 nel 2015 i prelievi complessivi sono stati pari a 73 miliardi di metri cubi di acqua. I Paesi che prelevano i maggiori quantitativi di acqua a scopo energetico sono **Francia, Germania e Polonia** rispettivamente con 17,6, 16,4 e 10,4 miliardi di m³/anno.

Le previsioni del JRC per il 2030 stimano una flessione dell'11% dei prelievi rispetto al 2015 (64,7 miliardi di metri cubi). Le variazioni nei prelievi tra il 2015 e il 2030 risultano alquanto differenziate fra paesi diversi. Alcuni paesi riducono i quantitativi di acqua prelevata in modo consistente (Grecia, Irlanda, Germania e Belgio) mentre altri li aumentano (Danimarca, Lituania e Ungheria).

I consumi complessivi rappresentano il quantitativo di acqua che non viene restituito all'ambiente e sono pari a 3,6 miliardi di metri cubi, e costituiscono circa il 5% dei prelievi complessivi, mentre la restante parte viene restituita al sistema idrologico. I consumi europei sono stimati in flessione del 16% tra il 2015 e il 2030.

I paesi che, in termini di consumi, dominano il totale europeo e influenzano fortemente l'andamento complessivo si confermano Germania, Francia e Polonia, come per i prelievi.

In generale, le regioni europee più critiche per quanto riguarda l'utilizzo dell'acqua per fini energetici sono quelle con centrali nucleari o quelle che ospitano sia miniere di carbone che centrali termoelettriche a carbone, attività più idro-esigenti come verrà approfondito nel paragrafo 2.3.

L'Italia si posiziona intorno a metà classifica con un totale dei prelievi di 1.275 milioni di metri cubi annui nel 2015. Mentre, si trova **in ottava posizione, con consumi** pari a 87 milioni di m³/anno.

Tab. 2.1 – Acqua prelevata dal settore energetico per fini energetici negli Stati membri dell'UE (milioni di m³/anno)

Paese	2015	2030*	2050*	Var. % 2015-2030
Europa	72.836	64.772	45.628	-11
Francia	17.589	15.688	8.249	-11
Germania	16.421	10.553	10.033	-36
Polonia	10.432	9.400	4.308	-10
Bulgaria	5.291	4.389	4.815	-17
Spagna	4.265	3.145	263	-26
Romania	3.694	4.675	4.484	27
Ungheria	3.010	5.937	5.082	97
Repubblica Ceca	2.768	2.432	1.162	-12
Grecia	1.977	856	14	-57
Paesi Bassi	1.466	1.449	1.252	-1
Italia	1.275	1.286	1.013	1
Estonia	1.186	953	245	-20
Belgio	887	578	850	-35
Slovenia	874	801	893	-8
Austria	783	1.224	1.943	56
Finlandia	262	438	256	67
Slovacchia	213	195	227	-8
Portogallo	136	96	79	-29
Lituania	95	391	336	312
Croazia	77	130	3	69
Irlanda	58	36	5	-38
Svezia	51	68	82	33
Lettonia	16	23	6	44
Danimarca	9	28	27	211
Lussemburgo	0,5	0,7	0,7	40

Nota: (*) Sfime. Fonte: elaborazione Intesa Sanpaolo su da JRC, 2018

Tab. 2.2 – Acqua consumata dal settore energetico per fini energetici negli Stati membri dell'UE (milioni di m³/anno)

Paese	2015	2030*	2050*	Var. % 2015-2030
Europa	3.578	3.008	2.602	-16
Germania	1.013	705	706	-30
Francia	744	615	493	-17
Polonia	646	595	352	-8
Spagna	217	131	52	-40
Repubblica Ceca	216	237	240	10
Romania	113	73	78	-35
Grecia	92	44	10	-52
Italia	87	97	85	11
Bulgaria	75	76	65	1
Slovacchia	62	86	86	39
Belgio	59	39	122	-34
Ungheria	43	47	40	9
Slovenia	37	40	17	8
Svezia	33	43	52	30
Paesi Bassi	32	52	50	63
Finlandia	29	29	47	0
Portogallo	24	11	9	-54
Austria	18	21	33	17
Estonia	15	12	9	-20
Lituania	10	29	30	190
Danimarca	5	16	16	220
Croazia	3,8	3,6	2,7	-5
Lettonia	2,5	3,6	4,5	44
Irlanda	1,6	2,4	2,7	50
Lussemburgo	0,33	0,44	0,38	33

Nota: (*) stime. Fonte: elaborazione Intesa Sanpaolo su da JRC, 2018

Dal punto di vista regionale in Italia, i prelievi risultano fortemente concentrati in 3 regioni: la **Lombardia** rappresenta il caso più rilevante con un valore di 818 milioni di m³ nel 2015; seguono **l'Emilia-Romagna**, con 232 milioni di m³/anno, e il **Piemonte** con 126 milioni di m³/anno. I prelievi in queste tre regioni sono stimati rimanere stabili fino al 2030.

Tab. 2.3 – Prelievo di acqua per fini energetici nelle regioni NUTS-2 in Italia (milioni di m³/anno)

Regione	2015	2030*	2050*	Var. % 2015-2030
Italia	1.275	1.286	1.013	1
Lombardia	818	800	831	-2
Emilia-Romagna	232	237	83	2
Piemonte	126	135	9	7
Basilicata	17	20	5	18
Abruzzo	16	18	4	13
Sicilia	11	8	9	-27
Lazio	5	9	5	80
Friuli-Venezia-Giulia	5	7	8	40
Veneto	5	6	6	20
Toscana	5	6	10	20
Campania	3	4	4	33
Liguria	3	4	5	33
Provincia Autonoma di Trento	3	4	4	33
Umbria	6	5	7	-17
Calabria	3	4	4	33
Marche	2	4	4	100
Molise	2	3	3	50
Provincia Autonoma di Bolzano	2	3	3	50
Puglia	2	4	4	100
Sardegna	7	3	3	-57
Valle d'Aosta	2	3	3	50

Nota: (*) stime. Fonte: elaborazione Intesa Sanpaolo su da JRC, 2018

Le altre regioni registrano, invece, prelievi di acqua decisamente contenuti con l'eccezione di Basilicata e Abruzzo, regioni con una significativa presenza di idrocarburi, con giacimenti sia a terra sia offshore (la Basilicata ospita l'80% della produzione nazionale di greggio, principalmente in Val d'Agri e a Tempa Rossa; in Abruzzo rilevanti sono i giacimenti della Maiella e la piattaforma di [Rospo Mare](#) al largo della Costa dei Trabocchi).

Nei consumi, i valori più elevati risultano concentrati in alcune regioni specifiche, tra cui emerge soprattutto **la Basilicata** con il valore massimo nel panorama nazionale pari a 17 milioni di m³ nel 2015. A seguire si collocano la **Lombardia** (15 milioni di m³/anno nel 2015) e la **Sicilia** che presenta un valore di 10 milioni di m³/anno nel 2015. Le variazioni stimate al 2030 sono disomogenee tra queste regioni: la Basilicata aumenterebbe i suoi consumi con una variazione del 12% (in parte attribuibile alle maggiori estrazioni dovute all'attivazione di Tempa Rossa nel 2020), la Lombardia resterebbe invariata e la Sicilia registrerebbe una significativa variazione negativa registrando un -30% dei consumi nel periodo compreso tra il 2015 e il 2030. La dinamica della Sicilia può essere spiegata dalla contrazione della produzione termoelettrica e con il maggior peso relativo di eolico e fotovoltaico, tecnologie molto meno idro-esigenti. Per quanto riguarda il Piemonte, anch'esso registrerebbe un aumento, coerente con la persistenza, e anzi il rafforzamento, della componente termoelettrica regionale, che comporta maggiori consumi idrici per raffreddamento rispetto alle fonti non termiche.

Tab. 2.4 – Consumo di acqua per fini energetici nelle regioni NUTS-2 in Italia (milioni di m³/anno)

Paesi	2015	2030*	2050*	Var. % 2015-2030
Italia	86	97	85	13
Basilicata	17	19	4	12
Lombardia	15	15	15	0
Sicilia	10	7	7	-30
Piemonte	6	7	5	17
Emilia-Romagna	6	7	4	17
Friuli-Venezia-Giulia	4	5	6	25
Toscana	3	4	7	33
Liguria	2	3	3	50
Umbria	4	3	5	-25
Veneto	2	3	3	50
Lazio	2	3	3	50
Abruzzo	2	3	2	50
Calabria	2	2	3	0
Marche	1	2	2	100
Molise	1	2	2	100
Provincia Autonoma di Bolzano	1	2	2	100
Puglia	1	2	3	100
Sardegna	2	2	2	0
Campania	2	2	2	0
Provincia Autonoma di Trento	2	2	3	0
Valle d'Aosta	1	2	2	100

Nota: (*) stime. Fonte: elaborazione Intesa Sanpaolo su da JRC, 2018

In prospettiva, i grafici seguenti mostrano le stime delle previsioni del JRC sull'andamento dei prelievi e dei consumi idrici fino al 2050 a livello europeo e italiano, evidenziando una **tendenza generale alla graduale riduzione**.

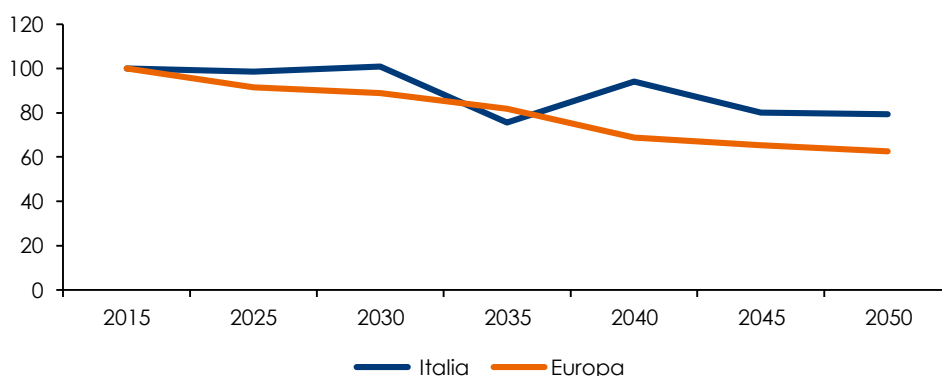
Per l'Europa 27, posto pari a 100 il totale dei prelievi stimati nel 2015, i valori mostrano un andamento progressivamente decrescente: 89 nel 2030, 82 nel 2035, 69 nel 2040 fino ad arrivare a **una flessione dei prelievi del 37% nel 2050, pari a 27 miliardi di m³/anno** prelevati in meno rispetto all'anno base.

Per quanto riguarda l'**Italia**, la dinamica risulta più irregolare con oscillazioni marcate; il trend è comunque in **diminuzione: tra il 2015 e il 2050 i prelievi si riducono del 20%**.

Le previsioni sui consumi indicano una flessione meno marcata rispetto alla dinamica stimata per i prelievi.

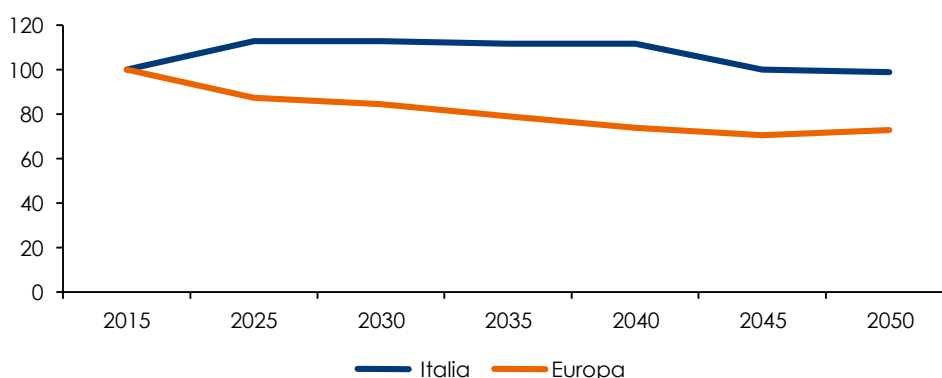
A livello europeo la diminuzione è progressiva nel tempo e pari al 27% cumulativamente fra il 2015 e il 2050. Le stime per l'Italia ipotizzano una crescita dei consumi fino al 2030, una stabilità nel decennio successivo e quindi una flessione che riporta i consumi su livelli simili a quelli dell'anno base.

Fig. 2.3 – Previsioni prelievi idrici per fini energetici, indice 2015=100



Fonte: elaborazione Intesa Sanpaolo su da JRC, 2018

Fig. 2.4 – Previsioni consumi idrici per fini energetici, indice 2015=100



Fonte: elaborazione Intesa Sanpaolo su da JRC, 2018

L'idroelettrico tra uso e gestione della risorsa idrica

L'impatto della generazione elettrica sul sistema idrico è particolarmente complesso da stimare, perché fortemente dipendente dal contesto locale. A differenza delle altre tecnologie di generazione elettrica, l'uso dell'acqua nell'idroelettrico non è legato a un consumo diretto e uniforme, ma varia significativamente in funzione della tipologia di impianto (ad acqua fluente, a bacino, a pompaggio), delle condizioni climatiche e geografiche, della latitudine, nonché dei regimi di regolazione e degli usi concorrenti della risorsa idrica. In termini di consumo, **l'elemento principale è l'acqua sottratta definitivamente al bacino idrografico, in particolare per effetto dell'evaporazione dagli invasi artificiali**. Per questo motivo, i consumi sono molto più alti nelle zone climatiche tropicali e aride rispetto alle zone temperate fredde e polari.

Letizia Borgomeo

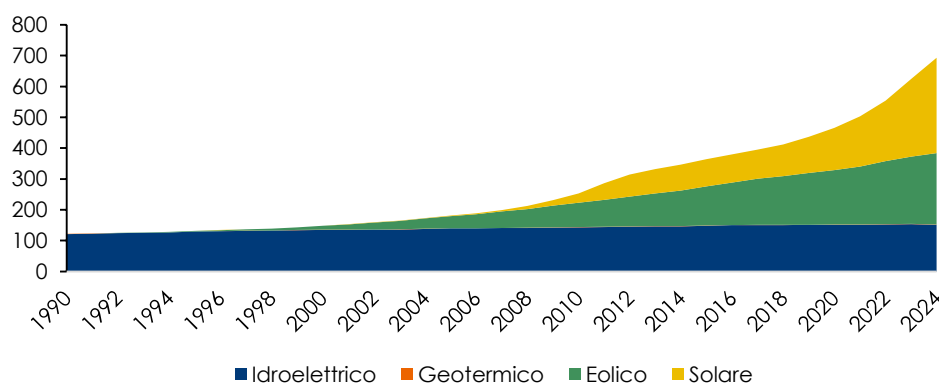
L'idroelettrico rappresenta comunque la **prima fonte rinnovabile di generazione elettrica a livello globale**. Nel 2024 ha prodotto circa 4,578 TWh di energia, pari a circa il 14% dell'elettricità mondiale, ed è stato definito dall'IEA il "gigante dimenticato" dell'energia pulita. Nei Paesi emergenti e in via di sviluppo, l'idroelettrico copre una quota rilevante della domanda energetica complessiva ed è la principale fonte di elettricità in circa 28 Paesi (IEA, 2021).

Il cambiamento climatico rappresenta tuttavia un fattore di rischio crescente per la produzione idroelettrica globale, in particolare nei Paesi più vulnerabili, a causa dell'aumento della variabilità idrologica e del rischio di siccità. Nei Paesi industrializzati, soprattutto in Europa e Nord America, il contributo relativo dell'idroelettrico è in progressivo declino, mentre assumono crescente rilevanza la **modernizzazione del parco esistente e il rafforzamento del ruolo dell'idroelettrico nella flessibilità e sicurezza dei sistemi elettrici**. Molti impianti sono infatti in grado di modulare rapidamente la produzione, compensando la variabilità delle fonti rinnovabili non programmabili. In questo contesto, gli scenari IEA prevedono un raddoppio della capacità globale di pompaggio (PSH) entro il 2030.

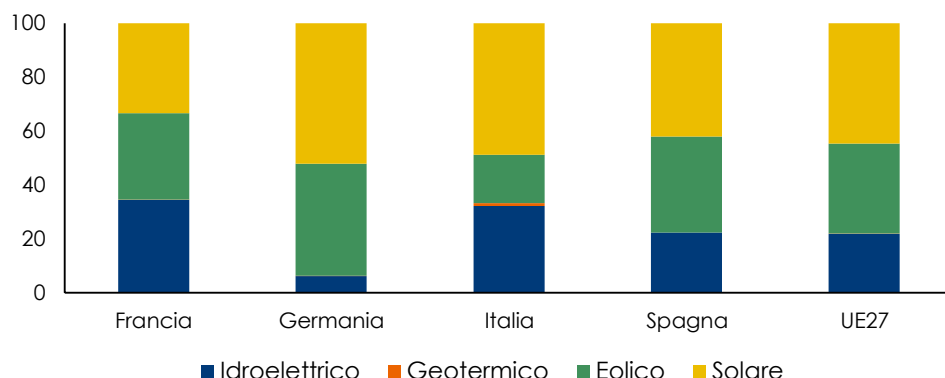
Nel perimetro UE27, l'idroelettrico è stato la principale fonte rinnovabile fino al 2018, quando è stato superato dall'eolico, e successivamente dal solare. Nel 2024 la produzione idroelettrica dell'UE27 si è attestata intorno ai 370 TWh, pari a 13% del mix elettrico e a circa 30% della generazione complessiva da fonti rinnovabili (Eurostat, 2026). Il consumo idrico associato risulta strutturalmente inferiore alla media globale, grazie a condizioni climatiche temperate, a invasi prevalentemente alpini e nordici (con evaporazione quindi contenuta) e a una significativa diffusione di impianti ad acqua fluente.

L'Italia, con oltre 23 GW di potenza installata (Eurostat, 2026) **è, in Europa, tra i paesi con il maggior parco idroelettrico** e si posiziona al quarto posto, dietro Norvegia, Turchia e Francia. Rispetto ai principali partner europei, emerge infatti un peso dell'idroelettrico sul totale della capacità rinnovabile installata sopra la media. **Particolarmente rilevante è il ruolo dei sistemi di pompaggio**, che riutilizzano la stessa acqua in cicli chiusi tra due bacini, garantendo capacità di accumulo strategica con un uso idrico aggiuntivo minimo. Considerando il solo pompaggio puro, l'Italia è seconda, dietro alla Germania, con circa 4 GW di potenza installata; includendo anche gli impianti misti, raggiunge invece più di 7GW, il valore più elevato tra i quattro paesi.

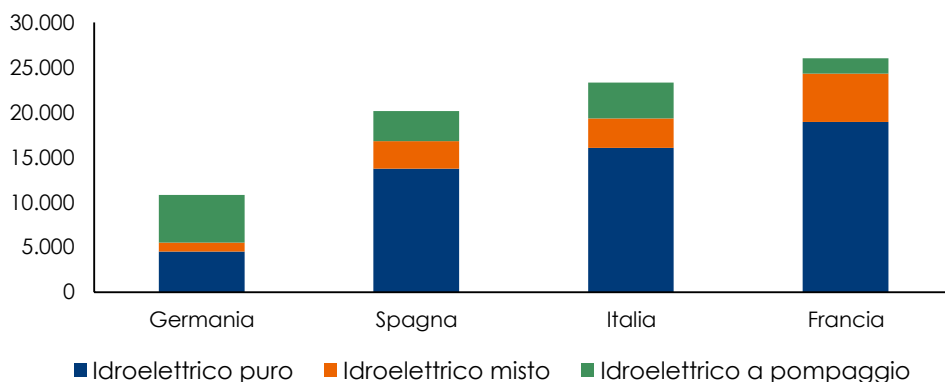
Fig. 1 – Capacità di produzione elettrica da fonti rinnovabili – UE27 (GW)



Nota: produzione elettrica al netto di quella ottenuta da bioenergie. Fonte: elaborazioni Intesa Sanpaolo su dati Eurostat

Fig. 2 – Capacità di produzione elettrica da fonti rinnovabili per fonte (2024, quote %)

Nota: produzione elettrica al netto di quella ottenuta da bioenergie. Fonte: elaborazioni Intesa Sanpaolo su dati Eurostat

Fig. 3 – Capacità idroelettrica installata per tecnologia (MW, 2024)

Fonte: elaborazioni Intesa Sanpaolo su dati Eurostat

L'idroelettrico è storicamente una fonte di energia significativa per la produzione italiana: nel 2024 ha prodotto circa 52,1 TWh di elettricità, pari al 16,7% della domanda elettrica, beneficiando di condizioni idrologiche eccezionalmente favorevoli. La produzione è tuttavia fortemente variabile nel tempo, come evidenziato dalla riduzione registrata già nel 2025 (-21%)¹². A ciò si aggiunge una tendenza strutturale di lungo periodo: la riduzione delle precipitazioni nevose invernali, finora in parte compensata dalla maggiore fusione glaciale estiva, è destinata a pesare sempre più sulla risorsa idrica.

Gli invasi alpini sono al centro di una crescente competizione tra usi energetici, agricoli e potabili, in un contesto di ridotta ricarica delle falde e minore portata dei corsi d'acqua. Al tempo stesso, la capacità di accumulo e regolazione dei flussi rende gli invasi idroelettrici una infrastruttura idrica strategica multiuso, fondamentale per la laminazione delle piene, l'irrigazione e una gestione più resiliente della risorsa idrica nel contesto del cambiamento climatico¹³. Un serbatoio può infatti presentare un consumo idrico elevato ma al tempo stesso costituire la misura più efficace per aumentare la disponibilità d'acqua di un territorio.

¹² Dati Terna

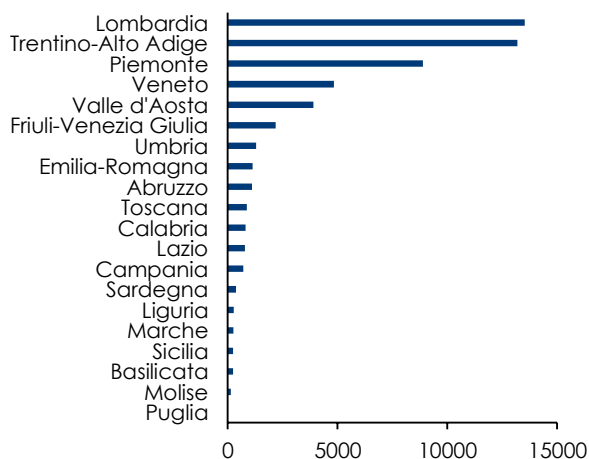
¹³ Quaranta et al. (2024)

La distribuzione regionale della produzione idroelettrica riflette in modo diretto la concentrazione degli impianti nell'arco alpino. Le prime cinque regioni per produzione – tutte localizzate nel Nord del Paese – contribuiscono complessivamente a circa l'80% della generazione idroelettrica nazionale. All'interno di questo gruppo emergono differenze rilevanti nella struttura del parco impiantistico. Il Piemonte presenta un numero elevato di impianti, prevalentemente di piccola e media taglia e in larga parte ad acqua fluente, che determinano una produzione complessiva inferiore rispetto alla Lombardia, dove si concentrano i grandi impianti a bacino con maggiore capacità di accumulo e una produzione annua più elevata. Questo confronto evidenzia come il numero di impianti non sia di per sé indicativo del contributo alla produzione, né dell'impatto sul sistema idrico, che dipende in misura significativa dalla tipologia e dalla modalità di gestione degli invasi.

Analizzando l'incidenza dell'idroelettrico sulla produzione elettrica regionale, emerge il primato della Valle d'Aosta, caratterizzata da un sistema elettrico sostanzialmente interamente idroelettrico, seguita dal Trentino-Alto Adige, dove l'idroelettrico copre oltre il 90% della produzione elettrica regionale. In Lombardia, invece, pur in presenza di una produzione idroelettrica elevata in termini assoluti, l'incidenza risulta più contenuta per effetto della maggiore diversificazione del mix energetico.

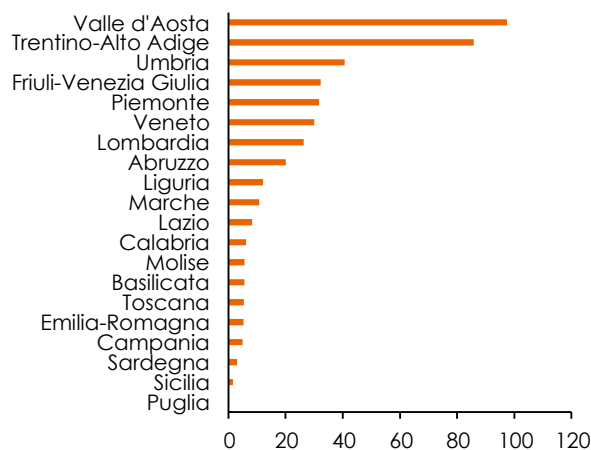
Va ricordato che il 2024 è stato un anno idrologicamente eccezionale, con precipitazioni e apporti idrici superiori alla media, fattore che ha sostenuto livelli di produzione particolarmente elevati. I dati regionali vanno pertanto interpretati tenendo conto della crescente variabilità delle risorse idriche, ormai strutturale nel contesto del cambiamento climatico.

Fig. 4 – Produzione energia elettrica da idroelettrico (GWh, 2024)



Fonte: elaborazione Intesa Sanpaolo su dati Terna

Fig. 5 – Incidenza idroelettrico su produzione elettrica totale (% , 2024)



Fonte: elaborazione Intesa Sanpaolo su dati Terna

Le fonti rinnovabili in Italia

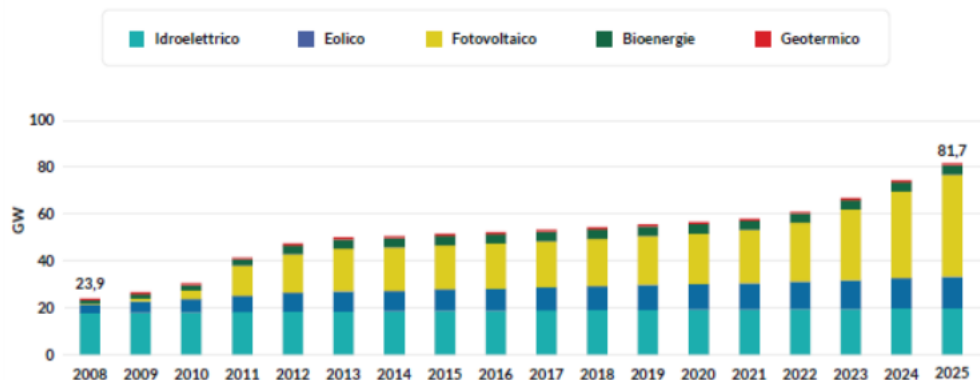
A fine 2025, la capacità installata da fonti rinnovabili in Italia ha raggiunto gli 81,7 GW. Tra le diverse fonti, il fotovoltaico è stato il principale motore della crescita delle rinnovabili negli ultimi anni.

Carlo Scippa

Nel 2025, per la prima volta, le fonti rinnovabili hanno coperto oltre il 40% della domanda elettrica italiana, e il fotovoltaico ha superato l'idroelettrico diventando la principale fonte verde del Paese. Un risultato notevole, ma ancora insufficiente rispetto al target del 64% al 2030 fissato dal

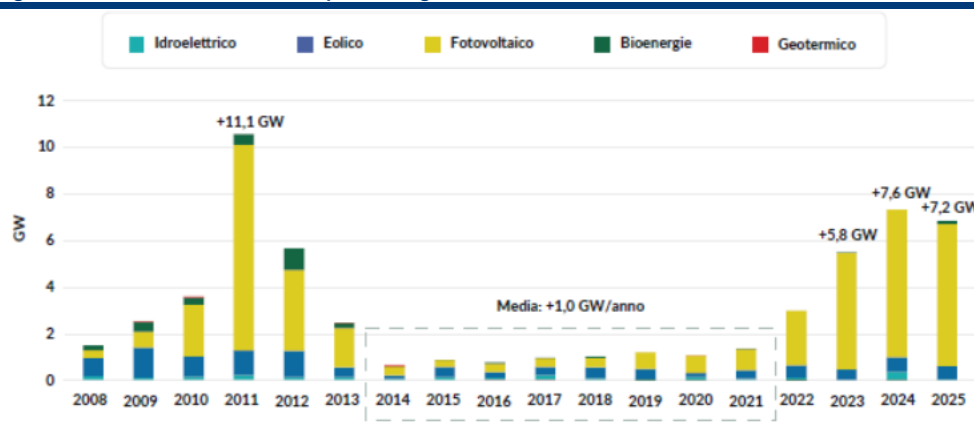
PNIEC e confermato dalla Direttiva RED III. La capacità installata attuale è di 81,7 GW mentre il traguardo fissato al 2030 dal PNIEC è di 131 GW. Per riuscire a raggiungere tale sfidante obiettivo sarà necessario quasi raddoppiare le attuali installazioni di impianti fotovoltaici (da 43 GW a 79 GW) ed eolici (da 14 GW a 28 GW).

Fig. 1 – Capacità di generazione da rinnovabili in Italia



Fonte: Renewable Energy Report 2026 - Energy & Strategy POLIMI

Fig. 2 – Evoluzione annua della capacità di generazione da rinnovabili in Italia



Fonte: Renewable Energy Report 2026 - Energy & Strategy POLIMI

Una transizione energetica basata principalmente sullo sviluppo del fotovoltaico ed eolico garantisce, inoltre, un'intensità idrica estremamente ridotta. A differenza delle fonti fossili e nucleari, che prelevano ingenti quantità d'acqua per i sistemi di raffreddamento, sole e vento non necessitano di acqua durante la fase di esercizio, riducendo i consumi idrici del settore fino al 95%.

I vantaggi principali di queste tecnologie a basso consumo idrico includono:

- minima evaporazione: a differenza dell'idroelettrico, i pannelli fotovoltaici e le turbine eoliche non richiedono bacini artificiali, azzerando le perdite d'acqua per evaporazione.
- efficienza in climi siccitosi: non avendo bisogno di essere raffreddate, queste centrali non subiscono arresti forzati durante i periodi di siccità estiva, un problema che invece affligge gravemente le tradizionali centrali termoelettriche.
- minimi consumi durante la gestione/manutenzione: l'acqua utilizzata è limitata quasi esclusivamente alle operazioni periodiche di pulizia dei moduli fotovoltaici per prevenire cali di rendimento.

2.2 I consumi idrici in Europa e in Italia per fonte energetica

Nel 2015 il consumo complessivo di acqua per la produzione e la trasformazione di energia nell'UE e nel Regno Unito è stato pari a 3.800 milioni di m³¹⁴.

La produzione di energia primaria ha impiegato il 24% dell'acqua complessivamente utilizzata dal comparto pari a 900 milioni di m³; **il principale settore di consumo è quello dell'estrazione di carbone** (800 milioni di m³), processo ad alta intensità idrica concentrato in poche aree. Il carbone richiede grandi quantitativi di acqua in diversi processi, soprattutto durante la fase di estrazione, e comporta il rischio che gli scarichi e le operazioni sotterranee possano contaminare le falde acquifere. L'acqua può anche essere impiegata per la soppressione delle polveri e per il lavaggio del carbone con lo scopo di migliorarne la qualità e l'efficienza.

L'estrazione di petrolio ha richiesto 66 milioni di m³ (2% dei consumi complessivi), mentre per l'estrazione di gas convenzionale il consumo di acqua è normalmente limitato al processo di perforazione del pozzo. Nel caso del gas non convenzionale, l'acqua viene invece utilizzata nel processo di estrazione per lo shale gas; la fase di fracking è water-intensive.

Gli impianti di trasformazione energetica nell'UE hanno consumato 2,9 miliardi di metri cubi d'acqua, pari al 76% dell'acqua complessivamente utilizzata dal settore energetico: **le centrali nucleari e quelle a combustibili solidi** hanno impiegato una quota simile di acqua (rispettivamente il 32% e il 29%). Le centrali a biomassa hanno rappresentato l'8% del consumo, mentre quelle a gas il 5%.

Tab. 2.5 – Consumo idrico previsto dall'industria energetica dell'UE e in UK (milioni di m³/anno)

	2015	%	2030*	%	2050*	%
Energia	3.800	100	3.200	100	2.800	100
Produzione di energia	900	24	600	19	340	12
Combustibili solidi	800	21	550	17	300	11
Petrolio	66	2	45	1	33	1
Gas	0,2	0	2,3	0	3,1	0
Trasformazione energetica	2.900	76	2.600	81	2.400	86
Raffinazione di petrolio	105	3	95	3	88	3
Generazione di energia	2.800	74	2.500	78	2.300	82
Centrali nucleari	1.200	32	890	28	710	25
Centrali a combustibile solido	1.100	29	760	24	530	19
Centrali a petrolio	7	0	7	0	2,6	0
Centrali a gas	200	5	350	11	550	20
Centrali a biomassa	285	8	490	15	540	19
Centrali geotermiche	0,8	0	1,7	0	1,7	0

Nota: (*) Stime. Fonte: Joint Research Center (JRC) (2018)

Le stime del JRC indicano una riduzione complessiva dell'uso dell'acqua nel settore energetico: il consumo totale passa da 3.800 milioni di m³/anno nel 2015 a 3.200 nel 2030 e a 2.800 nel 2050. Questo andamento suggerisce una progressiva maggiore efficienza del sistema energetico europeo e una trasformazione del mix produttivo che potrebbe essere perfino più accelerata alla luce sia del Reference Scenario del 2020 sia dei successivi sviluppi. Infatti, nel Reference Scenario del 2020 l'incidenza delle fonti rinnovabili nella produzione elettrica cresce in maniera maggiore rispetto a quanto previsto nel 2016, mentre si riduce il contributo delle fonti fossili tipicamente a maggiore intensità idrica.

¹⁴ Per le statistiche utilizzate in questo paragrafo si considerano l'Europa a 27 paesi e il Regno Unito. I valori non tengono conto dell'acqua utilizzata per le coltivazioni di biocarburanti perché le stime di JRC non includono tale voce di consumo.

Nel comparto della produzione energetica, la riduzione è dovuta soprattutto alla **progressiva chiusura delle miniere di carbone**, che comporta un forte calo dell'acqua utilizzata.

La generazione elettrica è stimata ridurre i propri consumi di acqua da 2,8 a 2,3 miliardi di metri cubi, risultato attribuibile a una **flessione dei consumi delle centrali nucleari e a combustibili fossili** che potrà compensare la **crescente domanda di acqua da parte delle centrali a biomassa e a gas**.

Il calo nei consumi delle centrali nucleari è spiegabile dallo scenario energetico della Commissione Europea utilizzato per le proiezioni che include la dismissione di alcune centrali nucleari esistenti senza l'avvio di nuovi impianti. Tale ipotesi potrebbe risultare particolarmente restrittiva alla luce di recenti aggiornamenti. Per le centrali a combustibile solido si assume, invece, che la flessione nei consumi idrici possa essere determinata dalla chiusura delle centrali elettriche esistenti e dalla successiva messa in funzione di nuove centrali con esigenze idriche diverse.

Rispetto al 2015, i consumi delle centrali a gas sono stimati aumentare del 75% entro il 2030 e del 175% entro il 2050. Questo forte incremento è una diretta conseguenza del passaggio al gas come combustibile e del previsto aumento della produzione di energia elettrica da centrali a gas.

Il consumo idrico degli impianti di produzione di energia da biomassa e rifiuti aumenterà del 72% entro il 2030 e dell'89% entro il 2050, rispetto al 2015. Tale dinamica è legata all'atteso incremento della capacità di produzione di energia da biomassa in una logica di decarbonizzazione del sistema energetico, in sostituzione delle centrali a carbone e nucleari. Inoltre, i consumi saranno legati anche alle diverse tecnologie impiegate negli impianti di produzione di energia da biomassa e rifiuti.

Le raffinerie dell'UE hanno utilizzato 105 milioni di m³ di acqua nel 2015 e si prevede che il consumo idrico diminuirà a 88 milioni di m³ entro il 2050. Ciò indica anche la prevista riduzione della raffinazione del petrolio, che dovrebbe passare da 610 Mtoe nel 2015 a 505 Mtoe nel 2050 (un calo del 17%). Con riferimento all'Italia, la tabella mostra le stime del JRC relative ai consumi idrici del settore energetico in Italia tra il 2015 e il 2050.

Tab. 2.6 – Consumo idrico previsto dall'industria energetica in Italia (milioni di m³/anno)

Consumo idrico	2015	%	2030*	%	2050*	%
Energia	87	100	97	100	85	100
Produzione di energia	20	23	20	21	4	5
Combustibili solidi	1	1	0	0	0	0
Petrolio	19	22	20	21	4	5
Gas	0	0	0	0	0	0
Trasformazione energetica	67	77	77	79	81	95
Raffinazione di petrolio	13	15	10	10	8	9
Generazione di energia	54	62	67	69	73	86
Centrali nucleari	0	0	0	0	0	0
Centrali a combustibile solido	2	2	0	0	0	0
Centrali a petrolio	0	0	0	0	0	0
Centrali a gas	15	17	17	18	19	22
Centrali a biomassa	36	41	50	52	54	64
Centrali geotermiche	0	0	0	0	0	0

Nota: (*) stime. Fonte: Joint Research Center (JRC) (2018)

Nel 2015, **la quota principale dell'uso dell'acqua** è legata alla trasformazione energetica, e in **particolare alle centrali elettriche a gas e a biomassa** (15 e 36 milioni di metri cubi). Rilevante è anche il consumo d'acqua per l'estrazione e la raffinazione del petrolio (19 e 13 milioni di metri cubi rispettivamente). In previsione, il gas continua a mantenere un ruolo centrale nei consumi

idrici, con un valore che passa da 15 milioni di m³ nel 2015 a 19 milioni di m³ nel 2050. Significativa è anche la crescita dei consumi idrici da parte delle centrali a biomassa e rifiuti. Al contrario, i consumi di acqua legati all'estrazione e alla raffinazione del petrolio tendono a ridursi.

Il sistema energetico italiano è atteso evolvere verso una struttura con minori consumi idrici, pur mantenendo nella generazione elettrica il principale ambito di utilizzo dell'acqua.

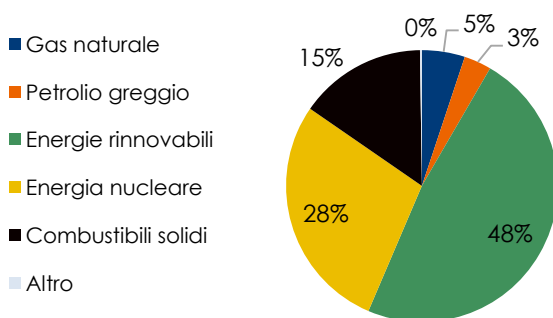
Il settore energetico in UE e in Italia

La produzione di energia nell'UE utilizza una vasta gamma di fonti energetiche: combustibili solidi, gas naturale, petrolio greggio, energia nucleare ed energie rinnovabili (come l'energia idroelettrica, eolica e solare). Nel 2024, le energie rinnovabili sono state la principale fonte di energia (48% della produzione energetica totale). L'energia nucleare si è classificata al secondo posto (28%), seguita dai combustibili solidi (15%), dal gas naturale (5%) e dal petrolio greggio (3%).

Le differenze fra paesi sono molto significative.

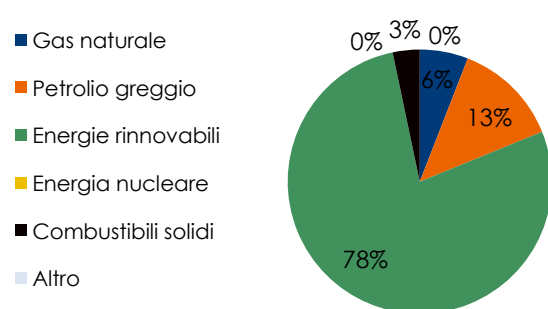
- La produzione di energia nucleare risulta significativa in Francia (71% della produzione energetica), seguita da Slovacchia (67%) e Belgio (56%).
- I combustibili solidi rappresentano la principale fonte di energia prodotta in Polonia (65%), Estonia (51%) e Repubblica Ceca (39%).
- Il gas naturale ha una quota rilevante in Romania e Paesi Bassi (entrambi 36%), Irlanda (30%) e Croazia (15%).
- Il petrolio greggio ha un ruolo importante in Danimarca (29%), seguito da Croazia (15%), Romania e Italia (entrambi 13%).
- L'Italia è fra i paesi con il maggior ruolo delle energie rinnovabili (78%).

Fig. 1 – La produzione di energia in Europa (2024)



Fonte: elaborazioni Intesa Sanpaolo su dati Eurostat

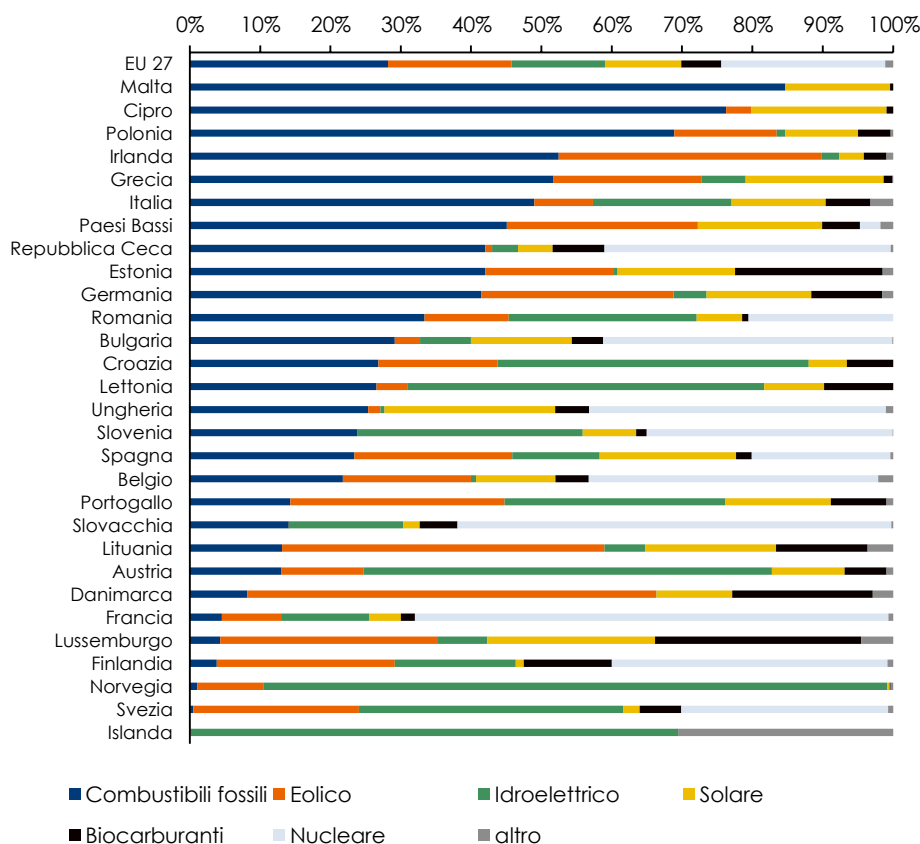
Fig. 2 – La produzione di energia in Italia (2024)



Fonte: elaborazioni Intesa Sanpaolo su dati Eurostat

Con riferimento alla generazione di energia elettrica in Europa, le energie rinnovabili (48%) e i combustibili fossili (28%) sono le principali fonti di produzione, davanti alle centrali nucleari (23%). Tra le fonti rinnovabili, la quota maggiore di elettricità proviene da turbine eoliche (17%), centrali idroelettriche (13%), energia solare (11%) e biocarburanti (quasi il 6%).

Fig. 3 – La generazione elettrica per fonte (2024)



Fonte: elaborazioni Intesa Sanpaolo su dati Eurostat

Il mix energetico differisce notevolmente tra gli Stati membri dell'UE. Nel 2024, la quota più alta di combustibili fossili nella produzione di energia elettrica è stata registrata a Malta (85%), mentre in Francia quasi il 67% proveniva da centrali nucleari. In Danimarca, il 58% della produzione di energia elettrica proveniva dall'energia eolica, mentre in Austria il 58% proveniva da centrali idroelettriche. La quota più alta di energia solare è stata registrata in Ungheria e Lussemburgo (entrambe al 24%), mentre per i biocarburanti la quota più alta è stata registrata in Lussemburgo (29%).

L'Italia si contraddistingue per un peso rilevante della generazione da combustibili fossili, con il gas che ha un ruolo molto rilevante. Nonostante la rilevanza delle fonti rinnovabili per la produzione primaria, rimane elevata la dipendenza da importazioni per la generazione elettrica.

2.3 Il consumo di acqua in base alla fonte e alla tecnologia

Il quantitativo di acqua utilizzato per produrre energia è strettamente legato alle diverse tipologie di fonte nonché alle tecnologie utilizzate. I consumi idrici del comparto nei diversi Paesi sono quindi strettamente legati al sistema energetico nazionale.

La tabella 2.7 riporta il consumo d'acqua per la produzione di energia associato alle diverse fonti energetiche utilizzate: combustibili fossili (carbone, produzione di petrolio, gas), combustibile nucleare, produzione di biocarburanti (etanolo o biodiesel). I consumi sono strettamente legati anche alle tecnologie utilizzate: la stima viene quindi effettuata considerando il mix tecnologico disponibile, mentre i valori massimi e minimi si riferiscono alle modalità di produzione più o meno idro-esigenti.

La variabilità nei consumi idrici fra le diverse fonti energetiche è rilevante: il consumo idrico per Gigajoule prodotto presenta valori stimati compresi tra 0,001 e 0,114 m³ di risorsa idrica. **Particolarmente elevata è l'intensità idrica per la produzione di petrolio e di etanolo.** Inoltre, fonti fossili non convenzionali (shale gas e oil sands) mostrano stime di consumi maggiori rispetto alle fonti fossili tradizionali. Dall'analisi del range fra valore minimo di consumo idrico e valore massimo emerge l'elevata variabilità nei consumi per carbone, shale gas, estrazione di uranio e produzione di etanolo, ad indicare un'ampia varietà di tecnologie disponibili e un'elevata diversità territoriale.

Tab. 2.7 – I consumi idrici nella produzione di carburante (m³ Gigajoule)

Categoria energetica	Sottocategoria	Stima	Min	Max
Combustibili fossili	Carbone	0.043	0.006	0.242
	Petrolio convenzionale	0.081	0.036	0.140
	Sabbie bituminose	0.114	0.072	0.132
	Raffinazione del petrolio	0.040	0.026	0.048
	Gas convenzionale	0.004	0.001	0.027
	Gas di scisto	0.017	0.003	0.221
Combustibile nucleare	Estrazione di uranio	0.033	0.000	0.252
	Macinazione	0.012	0.003	0.030
	Conversione	0.011	0.004	0.014
	Diffusione (arricchimento)	0.037	0.034	0.039
	Centrifuga (arricchimento)	0.004	0.003	0.006
	Fabbricazione di combustibile	0.001	0.001	0.003
	Riprocessamento del carburante	0.007	0.007	0.007
Lavorazione dei biocarburanti	Etanolo	0.145	0.092	0.290
	Biodiesel	0.031	0.031	0.031

Fonte: Spang, E. S., Moomaw, W. R., Gallagher, K. S., Kirshen, P. H., & Marks, D. H. (2014)

I consumi idrici legati alla coltivazione delle biomasse per produrre biocarburanti sono estremamente elevati e dipendono dalle condizioni climatiche e dalle modalità di irrigazione. I valori stimati per la fase di coltivazione delle biomasse raggiungono 24.550 m³/GJ per la canna da zucchero e quasi 20.000 m³/GJ per la colza.

Tab.2.8 – I consumi idrici nella coltivazione di biocarburanti (m³ Gigajoule)

	Stima	Min	Max
Canna da zucchero (etanolo)	24.550	0.000	156.000
Mais (etanolo)	8.090	0.000	554.000
Barbabietola da zucchero (etanolo)	9.790	0.000	157.000
Colza (biodiesel)	19.740	0.000	270.000
Soia (biodiesel)	11.260	0.000	844.000
Olio di palma (biodiesel)	0.000	0.000	0.850

Fonte: Spang, E. S., Moomaw, W. R., Gallagher, K. S., Kirshen, P. H., & Marks, D. H. (2014)

Nella generazione elettrica, il consumo idrico non dipende soltanto dalla fonte energetica o dalla tecnologia di generazione, ma in misura decisiva anche dal modo in cui l'impianto disperde il calore. I maggiori consumi idrici riguardano, infatti, proprio il raffreddamento delle centrali termoelettriche che può essere effettuato utilizzando torri di raffreddamento, sistemi di raffreddamento a passaggio unico, bacini di raffreddamento o il raffreddamento a secco.

Dalle stime fatte sui consumi idrici per megajoule emerge che per i sistemi termoelettrici, **le torri di raffreddamento evaporative risultano generalmente più idro-intensive**, mentre i sistemi di raffreddamento a passaggio unico e a bacino di raffreddamento a ciclo aperto presentano valori di consumo inferiori.

Tuttavia, questo dato va interpretato con cautela perché i sistemi a ciclo aperto, pur restituendo gran parte dell'acqua al corpo idrico di origine, ne prelevano quantità molto maggiori. Ciò può determinare una forte dipendenza dalla disponibilità idrica locale, una maggiore vulnerabilità

nei periodi di siccità e possibili effetti ambientali legati all'inquinamento termico. Il minor consumo va quindi considerato e valutato anche sulla base della disponibilità di risorsa nonché in base agli effetti che si producono sul territorio: la sostenibilità idrica di una centrale non può essere valutata soltanto in termini di consumo, poiché occorre distinguere tra consumo effettivo e prelievo idrico.

Il raffreddamento a secco (AIR / dry cooling) è quello a minore consumo idrico ma comporta una penalizzazione di efficienza di circa il 2%: la centrale produce meno elettricità a parità di combustibile impiegato. Il risparmio idrico si accompagna quindi a una riduzione della prestazione energetica, con conseguenze di natura economica, energetica e ambientale.

La generazione elettrica da fotovoltaico e da eolico presenta valori di consumo idrico molto contenuti e pressoché nulli. La ragione è legata al fatto che queste tecnologie non si basano su un ciclo termico e, pertanto, non richiedono sistemi di raffreddamento ad acqua. Il loro consumo idrico diretto durante la fase di esercizio è limitato quasi esclusivamente a usi occasionali, come il lavaggio dei pannelli fotovoltaici o la manutenzione di alcune componenti delle turbine eoliche.

Questo dato conferma che le tecnologie non termoelettriche possiedono un vantaggio strutturale dal punto di vista del consumo diretto di acqua in fase operativa, pur senza implicare, naturalmente, l'assenza di altri impatti ambientali lungo l'intero ciclo di vita.

Il quadro che emerge è quindi complesso: non esiste una tecnologia preferibile alle altre sotto ogni aspetto, ma esistono soluzioni che presentano vantaggi e limiti differenti a seconda del criterio considerato.

Tab. 2.9 – I consumi idrici nella generazione di energia elettrica^a per fonte (m³ Gigajoule)

Fonte	Tecnologia ^b	Raffreddamento ^c	Stima ^d	Min	Max
Carbone	ST	CT	0.722	0.505	1.157
		OTF	0.263	0.105	0.333
		CP	0.573	0.315	0.736
		AIR	0.027	0.027	0.027
Nucleare	ST	CT	0.757	0.610	0.936
		OTF	0.421	0.105	0.421
		CP	0.641	0.421	0.757
Gas/petrolio	ST	CT	0.768	0.589	1.157
		OTF	0.305	0.200	0.431
		CP	0.284	0.284	0.284
		AIR	0.027	0.027	0.027
	CC	CT	0.221	0.049	0.315
		OTF	0.105	0.021	0.242
		CP	0.252	0.252	0.252
		AIR	0.004	0.004	0.126
	GT	NA	0.053	0.053	0.358
Biomassa	ST	CT	0.581	0.505	1.015
		OTF	0.315	0.315	0.315
		AIR	0.027	0.027	0.027
Calore di Scarico	ST	CT	0.581	0.505	1.015
		OTF	0.351	0.315	0.315
		CP	0.641	0.421	0.757
		AIR	0.027	0.027	0.027
Geotermico	ST	CT	0.736	0.736	0.736
		OTF	0.315	0.315	0.315
		CP	0.410	0.315	0.505
		AIR	0.305	0.284	0.662
Solare	ST	CT	0.852	0.778	0.904
		AIR	0.027	0.027	0.027
	FV	NA	0.006	0.001	0.027
Eolico	NA	NA	0.000	0.000	0.001

Nota: A) Tutti i dati sulla produzione globale di elettricità provengono da due fonti: Platts (2010) e EIA (2011). B) Tutti i tipi di tecnologia di generazione di elettricità: turbina a vapore = ST, ciclo combinato = CC; turbina a gas = GT, fotovoltaico = FV; NA= non applicabile. C) Tecnologie di raffreddamento termoelettrico: CT= torre di raffreddamento, OTF= acqua dolce a passaggio singolo, CP= bacino di raffreddamento; AIR= raffreddamento a secco. D) Tutte le stime del fattore di consumo sono per i valori mediani, il che è coerente con le stime in letteratura.

Fonte: Spang, E. S., Moomaw, W. R., Gallagher, K. S., Kirshen, P. H., & Marks, D. H. (2014)

L'idrogeno: potenziale e rischi per il sistema idrico

Letizia Borgomeo

Tra gli utilizzi energetici dell'acqua c'è anche quello legato a una tecnologia che potrà essere cruciale per la transizione energetica nel medio termine, ovvero la **produzione di idrogeno verde**. L'idrogeno, non presente in natura in forma libera, è un importante vettore energetico: caratterizzato da elevata densità energetica, può immagazzinare e rilasciare grandi quantità di energia, senza generare emissioni di CO₂. Attualmente, l'idrogeno viene utilizzato principalmente come materia prima in alcuni processi chimici e industriali e viene ottenuto a partire dal gas naturale con lo *steam reforming*, separando cioè la molecola di idrogeno da quella di carbonio.

Il contributo dell'idrogeno alla transizione energetica è legato alla produzione dell'idrogeno verde, ottenuto attraverso l'**elettrolisi dell'acqua**: utilizzando elettricità prodotta da fonti pulite o a basse emissioni, l'elettrolizzatore separa la molecola di idrogeno da quella di ossigeno. In questa configurazione, l'idrogeno può diventare un vettore energetico a ridotto impatto climatico, particolarmente utile in quei settori in cui l'elettrificazione diretta risulta complessa o inefficiente, come l'industria pesante (siderurgia, ceramica, chimica) e i trasporti pesanti e/o a lunga distanza. La produzione di idrogeno verde rimane però oggi ancora marginale, rappresentando meno dell'1% della produzione globale (IEA, 2025). L'idrogeno è infatti ancora troppo costoso, sia perché sono costose le tecnologie per produrlo sia perché, soprattutto in Europa, è troppo costosa l'elettricità necessaria. Tuttavia, l'idrogeno è ormai entrato stabilmente nelle strategie energetiche e di decarbonizzazione a livello globale. L'Unione Europea, ad esempio, con il piano REPowerEU ha fissato un obiettivo di consumo di 20 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile entro il 2030 (di cui metà prodotte internamente). In Italia, il Piano Nazionale Integrato di energia e Clima (PNIEC) e la Strategia Nazionale idrogeno stabiliscono degli obiettivi specifici di consumo, tra cui che entro il 2030 almeno il 42% dell'idrogeno utilizzato nell'industria (per usi energetici e non) dovrà provenire da e-fuels o idrogeno verde (cosiddetti Renewable Fuels of non Biological Origin, RFNBO) ed entro il 2050 l'idrogeno e i suoi derivati dovranno coprire fino al 18% dei consumi finali nei settori Hard to Abate e oltre il 30% nel settore dei trasporti.

In questo contesto, il ruolo dell'acqua diventa centrale. **La produzione di idrogeno verde richiede infatti acqua di elevata purezza**, e al processo di elettrolisi si aggiungono i consumi legati alla purificazione e al raffreddamento. Nel complesso, si stimano, per dei sistemi commerciali, **fabbisogni nell'ordine di 10-22 litri per chilogrammo di idrogeno prodotto** (Bilto & Uyar, 2026). Si tratta di quantitativi non trascurabili su scala locale, ma che — anche in scenari di forte crescita della domanda — rappresentano una quota limitata delle risorse idriche a livello globale, inferiore all'1% (Fairley, 2023).

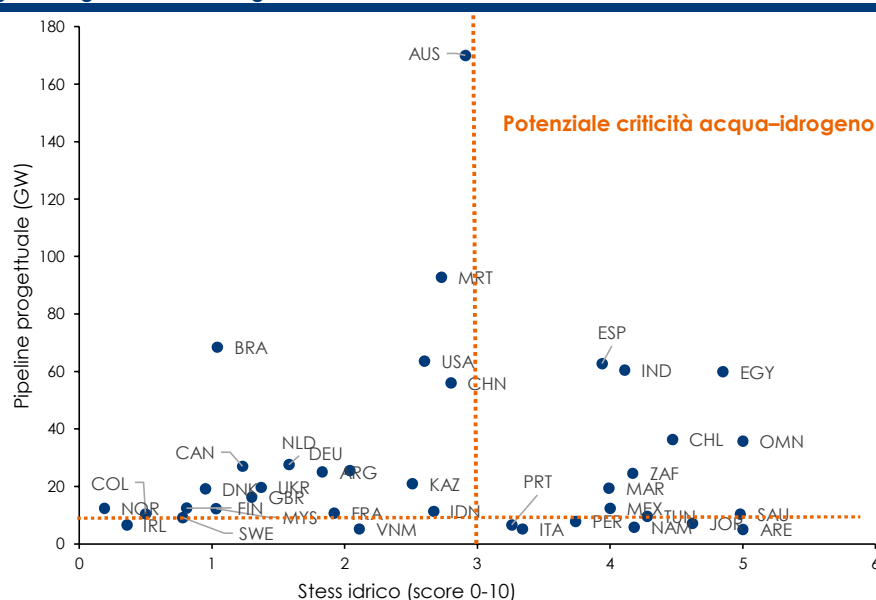
Il punto critico non è tanto la quantità complessiva di acqua richiesta, quanto la distribuzione geografica della produzione. Le aree più favorevoli allo sviluppo dell'idrogeno verde, grazie alla disponibilità di risorse rinnovabili a basso costo (in particolare solare ed eolico), coincidono spesso con regioni caratterizzate da elevato stress idrico. In questi casi emerge quindi un paradosso: la produzione di un vettore energetico chiave per la transizione richiede acqua proprio nei contesti in cui questa risorsa è più scarsa.

In tali condizioni, il ricorso alla dissalazione o all'utilizzo di acque non convenzionali (come acque reflue trattate) diventa spesso necessario. Queste soluzioni, come approfondito ulteriormente nel capitolo 5, consentono di limitare l'impatto sulle risorse idriche potabili, ma introducono ulteriori fabbisogni energetici e costi, oltre a possibili criticità ambientali legate, ad esempio, alla gestione della salamoia.

La dimensione geografica assume particolare rilevanza anche per l'Europa, che prevede di importare una quota significativa del proprio fabbisogno di idrogeno da aree come Nord Africa e Medio Oriente. Si tratta in molti casi di regioni ad alto stress idrico, nelle quali la produzione sarà verosimilmente basata su acqua dissalata. Le evidenze empiriche confermano questo

potenziale disallineamento. Abbiamo incrociato i dati sul livello di stress idrico preparati dal World Resources Institute con quelli monitorati dall'International Energy Agency sulle pipeline progettuali annunciate a livello globale per la produzione dell'idrogeno. Come mostrato nella figura 1, **una parte rilevante della pipeline globale di progetti di idrogeno si concentra in Paesi con livelli alti o estremamente alti di stress idrico** — tra cui diversi Paesi del Medio Oriente (Oman e Arabia Saudita), dell'Africa (Egitto, Marocco e Sud Africa), il Cile ma anche India e Spagna. Il confronto tra capacità progettuale e disponibilità idrica evidenzia come le strategie di sviluppo dell'idrogeno siano guidate prevalentemente dalla presenza di risorse energetiche rinnovabili, più che dalla disponibilità di acqua.

Fig. 1 – Progettualità sull'idrogeno e stress idrico



Fonte: elaborazioni Intesa Sanpaolo su dati IEA (Hydrogen Production Projects Database, update Feb 2026) e WRI (Aqueduct 4.0 Database)

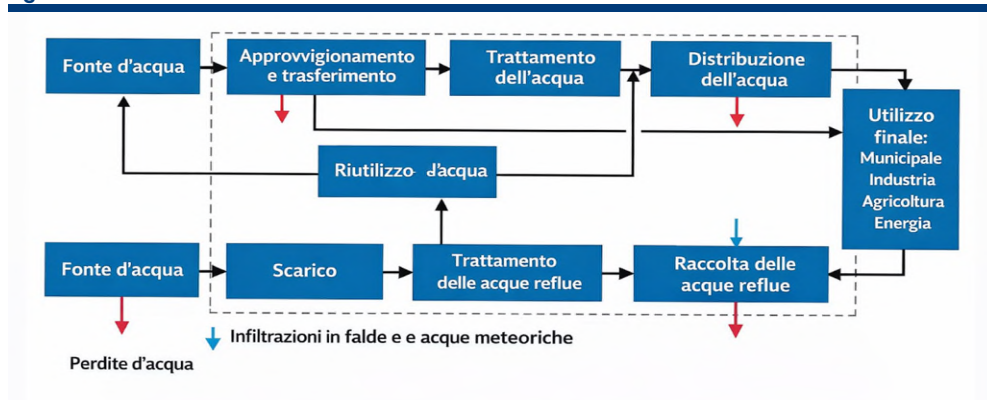
Un ultimo elemento di interesse riguarda la natura stessa dell'idrogeno: quando viene utilizzato, produce acqua come sottoprodotto. Si tratta dell'unico vettore energetico che, in un certo senso, restituisce parte della risorsa impiegata, introducendo un potenziale elemento di circolarità, sebbene con limiti legati alla localizzazione e al riutilizzo effettivo di tale acqua.

Nel loro insieme, questi elementi evidenziano come il rapporto tra acqua e idrogeno non possa essere letto solo in termini quantitativi. Piuttosto, esso apre una questione più ampia di integrazione tra politiche energetiche e gestione sostenibile delle risorse idriche, in cui la dimensione territoriale diventa determinante.

2.4 I consumi energetici da parte del settore idrico

Ad ogni fase del ciclo idrico è associato un consumo energetico: dalla fonte all'approvvigionamento, al trattamento e alla distribuzione dell'acqua, fino agli usi finali nei settori civile, industriale, agricolo ed energetico. Anche le fasi a valle, raccolta delle acque reflue, successivo trattamento ed eventuale riutilizzo richiedono energia.

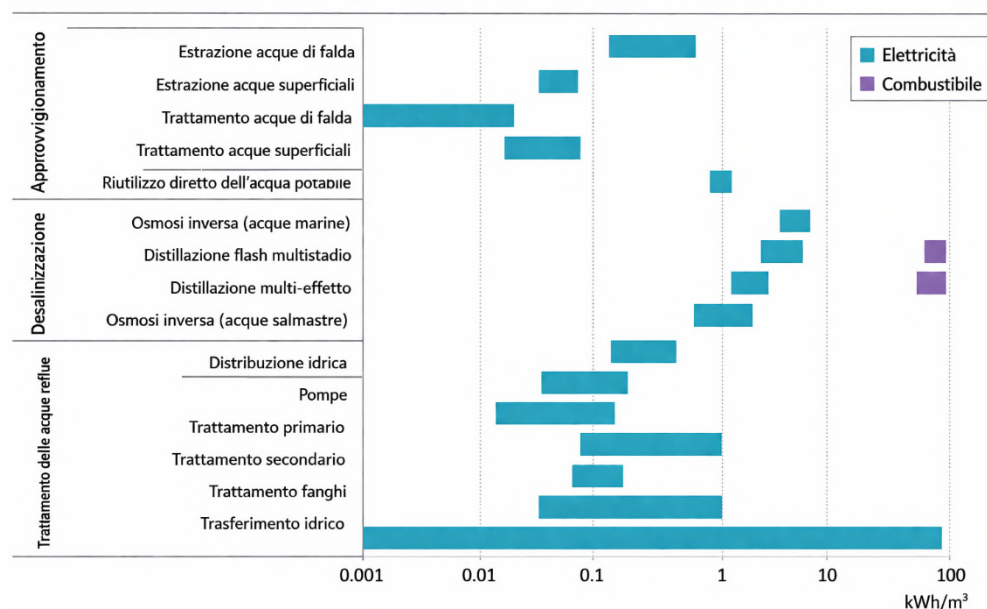
Fig. 2.5 – Processi del settore idrico



Note: Le perdite idriche includono perdite, furti e acqua persa a causa di un utilizzo legale per il quale non viene effettuato alcun pagamento. La linea tratteggiata indica il perimetro dell'analisi IEA.

Fonte: International Energy Agency (IEA) (2016)

Il consumo energetico relativo alla fornitura di acqua potabile dipende dal tipo di fonti idriche utilizzate (acque sotterranee, acque superficiali o acqua di mare), dal numero di pompe impiegate e dalla densità di popolazione. Al contrario, il consumo energetico del trattamento delle acque reflue dipende dal livello di inquinamento delle acque reflue raccolte, dall'afflusso di acque piovane e dagli standard di qualità richiesti per i corpi idrici riceventi. Questi fattori presentano caratteristiche diverse tra i diversi territori, con conseguenti oneri energetici variabili. Ad esempio, la densità di popolazione può influenzare le prestazioni dei servizi di rete, mentre le economie di scala giocano un ruolo negli impianti di trattamento delle acque reflue.

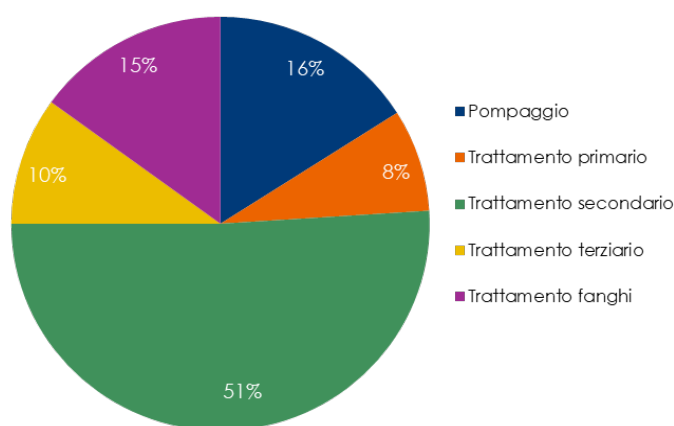
Fig. 2.6 – Consumo energetico per vari processi nel settore idrico (kWh/m³)

Fonte: International Energy Agency (IEA) (2016)

I processi di approvvigionamento convenzionale tendono generalmente a presentare consumi energetici più contenuti, mentre la desalinizzazione mostra valori sensibilmente più elevati, soprattutto in funzione della tecnologia adottata. **Il trasporto dell'acqua è uno dei processi più energivori all'interno del settore idrico.**

Nel trattamento delle acque reflue il fabbisogno energetico può essere rilevante. Il grafico mostra come si distribuisce il consumo energetico in un impianto di trattamento delle acque reflue. La quota maggiore è assorbita soprattutto dal trattamento secondario (51% dei consumi energetici complessivi), seguito dal pompaggio con il 16%, dal trattamento dei fanghi con il 15%. Il trattamento terziario assorbe il 10% dei consumi, il trattamento primario l'8%.

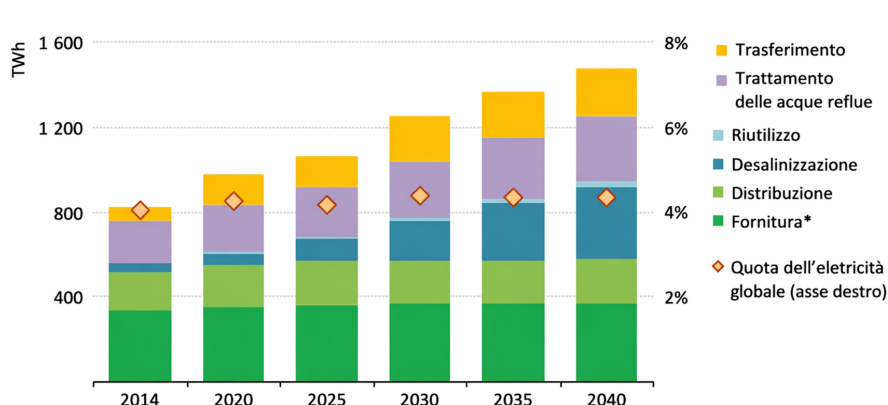
Fig. 2.7 – Consumo energetico tipico in un impianto di trattamento delle acque reflue (fanghi)



Fonte: International Energy Agency (IEA) (2016)

L'evoluzione del settore idrico è accompagnata da un aumento del fabbisogno energetico. Secondo l'IEA, **il consumo di elettricità nel settore idrico aumenterà a livello globale, superando il 4% della domanda totale di elettricità mondiale entro il 2040.**

Fig. 2.8 – Consumo di elettricità nel settore idrico per processo



Nota: (*) L'offerta comprende il trattamento delle acque sotterranee e superficiali. Fonti: International Energy Agency (IEA) (2016)

Il grafico mostra l'evoluzione del consumo di elettricità nel settore idrico dal 2014 al 2040: il consumo totale è atteso crescere da poco più di 800 TWh a circa 1.400 TWh, con un aumento complessivo dell'80%. **La crescita più sensibile riguarda la desalinizzazione, che nel 2040 rappresenterà oltre il 20% dell'elettricità usata nel settore idrico.** Anche il riuso dell'acqua è atteso aumentare per far fronte al crescente stress idrico. Il settore del trattamento delle acque reflue è atteso registrare un incremento del consumo energetico per l'espansione della copertura dei servizi di trattamento delle acque reflue e per la necessità di rispettare normative ambientali più severe per lo scarico degli effluenti trattati. Per l'IEA l'aumento del consumo energetico potrà

essere parzialmente compensato dall'efficace utilizzo dei fanghi per sfruttarne il potenziale energetico, una pratica implementata in maniera crescente.

In Europa, l'acqua potabile rappresenta la quota maggiore del consumo energetico del settore, pari al 43,5% del totale. Questo segmento da solo contribuisce all'1,13% del consumo complessivo di elettricità nell'UE. Gli impianti di trattamento delle acque reflue rappresentano un terzo del consumo energetico del settore e, se combinati con gli altri segmenti, sono pari al 2,60% del consumo energetico complessivo dell'UE. L'utilizzo di elettricità per l'approvvigionamento idrico ha un valore mediano di 0,76 kWh/m³. Per fornire 245 litri/giorno/persona di acqua, il consumo totale di elettricità per l'approvvigionamento di acqua potabile ammonta a 35.000 GWh, ovvero circa 70 kWh/anno/persona¹⁵.

Nell'UE, le condizioni climatiche fanno sì che la desalinizzazione sia limitata. Gli impianti dell'UE sono 12.000 e hanno una capacità complessiva di 2,89 miliardi di m³ di acqua desalinizzata. Il 71% dell'acqua prodotta viene utilizzato per l'approvvigionamento idrico pubblico (2 miliardi di m³, pari al 4,2% del totale dell'acqua usata per l'approvvigionamento pubblico). Il 17% dell'acqua desalinizzata prodotta viene utilizzato per applicazioni industriali, il 4% nelle centrali elettriche e l'8% per l'irrigazione.

Il fabbisogno energetico della desalinizzazione varia a seconda della tecnologia, della salinità dell'acqua e del livello di purezza dell'acqua desalinizzata al termine del trattamento. In generale, le tecnologie di desalinizzazione a membrana, come l'osmosi inversa (RO), hanno un fabbisogno energetico inferiore rispetto alle tecnologie termiche, come la distillazione flash multistadio (MSF). I sistemi MSF richiedono circa 83-84 kWh/m³ di energia, mentre i sistemi RO su larga scala richiedono 3-5 kWh/m³ per l'acqua salina e 0,5-2,6 kWh/m³ per l'acqua salmastra. In Europa, il 91% degli impianti di desalinizzazione operativi utilizza la tecnologia a membrana¹⁶.

Tab. 2.10 – Ripartizione dei volumi trattati e del fabbisogno energetico del settore idrico nel 2017 in Europa

Fase del ciclo idrico	Volume (miliardi di m ³)	Consumo energetico (GWh)	Distribuzione dei consumi energetici (%)	Quota del consumo energetico rispetto al totale dei consumi in Europa (%)
Fornitura di acqua potabile	49,5	35.000	43,5	1,13
Desalinizzazione	2,1	20.695	25,7	0,67
Depurazione acque reflue	47,9	24.747	30,8	0,8
Totale	99,5	80.442	100	2,60

Fonte: Adamovic, M. et al (2019).

Gli impianti di depurazione delle acque reflue urbane rappresentano una quota significativa del consumo energetico complessivo del settore idrico, pari a oltre il 30% dei consumi complessivi del comparto.

I risultati di uno studio condotto in Italia su 289 impianti di depurazione urbani, per un totale di oltre 9.000.000 abitanti equivalenti¹⁷ (circa il 10% della popolazione equivalente italiana), consentono di analizzare il consumo di energia elettrica per impianto e la sua variabilità. **Il valore mediano di consumo di energia per tutti gli impianti italiani è pari a 0,45 kWh/m³.** È stata osservata

¹⁵ Adamovic, M., Bisselink, B., De Felice, M., De Roo, A., Dorati, C., Ganora, D., Medarac, H., Pistocchi, A., Van De Bund, W. and Vanham, D. (2019).

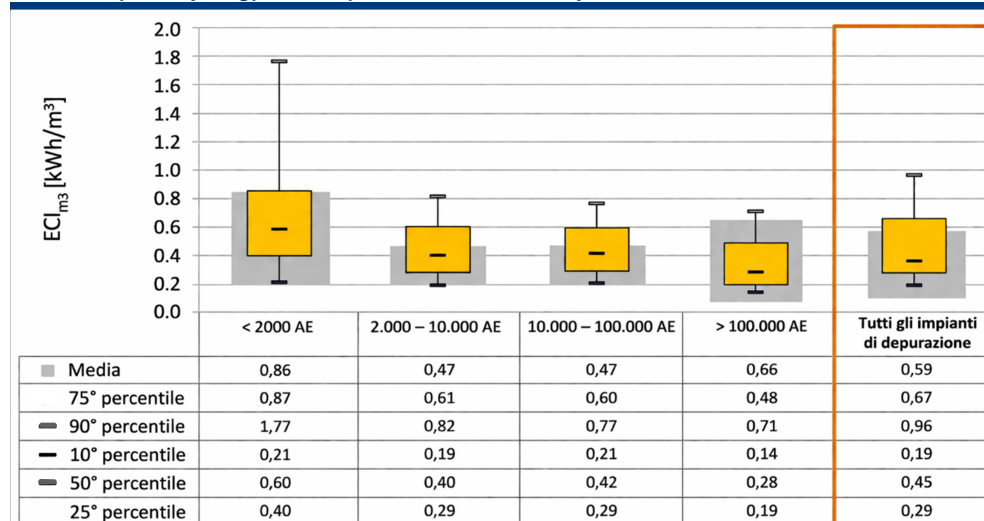
¹⁶ Adamovic, M., Bisselink, B., De Felice, M., De Roo, A., Dorati, C., Ganora, D., Medarac, H., Pistocchi, A., Van De Bund, W. and Vanham, D. (2019).

¹⁷ Unità di misura con cui viene convenzionalmente espresso il carico inquinante organico biodegradabile in arrivo all'impianto di depurazione, secondo l'equivalenza: 1 abitante equivalente = 60 grammi/giorno di Bod5 (richiesta biochimica di ossigeno a 5 giorni)

una tendenza decrescente per il consumo energetico specifico con l'aumento della dimensione di impianto, attribuibile alla presenza di economie di scala e alla maggiore frequenza di automazione dei processi negli impianti di grandi dimensioni. I consumi energetici risultano anche legati alla concentrazione di inquinanti: gli impianti che ricevono acque reflue diluite (con basse concentrazioni di domanda chimica di ossigeno) hanno un consumo energetico specifico più elevato. Inoltre, sebbene un certo sovradimensionamento sia normale nella progettazione degli impianti, un'elevata efficienza energetica può essere garantita negli impianti che sfruttano più dell'80% della capacità di progetto.

Osservando le singole classi, la mediana più alta (0,60 kWh/m³) si riscontra per gli impianti di piccole dimensioni nella classe minore di 2.000 abitanti equivalenti. Altri studi confermano il maggiore consumo energetico specifico negli impianti di piccole dimensioni.

Fig. 2.9 – Consumo energetico degli impianti di depurazione italiani e parametri statistici di quattro classi di capacità (Energy Consumption index ECI kWh/m³)



Fonte: Vaccari, M., Foladori, P., Nembrini, S., & Vitali, F. (2018)

3. Nexus acqua-energia: assetti gestionali e governance

3.1 Operatori ed evoluzione del panorama italiano: dalle gestioni in economia ai gestori industriali

Laura Campanini

Il nesso acqua-energia non si limita alla sola interdipendenza fisica (l'acqua necessaria per produrre energia e l'energia necessaria per trattare e distribuire l'acqua), ma si estende profondamente agli assetti gestionali, normativi e regolatori. Servizio idrico integrato e servizi energetici (gas ed elettricità) hanno, infatti, una serie di aspetti comuni che ne hanno determinato uno sviluppo parallelo.

Si tratta, innanzitutto di **servizi pubblici di interesse generale** essenziali per la vita moderna e lo sviluppo economico. Sono servizi importanti ed essenziali sia per le famiglie sia per le imprese. I gestori devono pertanto garantire la continuità del servizio e l'accesso a tutti i cittadini, indipendentemente dalla posizione geografica, a tariffe regolate.

Entrambi i servizi richiedono infrastrutture fisiche a rete (tubi, cavi) costose e non duplicabili e sono pertanto caratterizzati da **monopoli naturali**, come tali storicamente sono di proprietà pubblica con la gestione affidata a un unico gestore (almeno per alcune fasi). Nell'attuale contesto normativo alcune attività (distribuzione e vendita nel gas e nell'elettricità) possono avere componenti di libero mercato, mentre le fasi infrastrutturali a rete (trasporto, distribuzione, acquedotto) rimangono rigorosamente regolamentate.

Data la natura monopolistica, il settore è guidato da una forte **regolazione pubblica** (in Italia esercitata dall'ARERA - Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) che prevede **tariffe regolate**: i costi non sono decisi liberamente dal gestore, ma approvati dall'Autorità pubblica per garantire tariffe eque (non eccessivamente alte) e bilanciare la sostenibilità economica dell'investimento con la capacità di spesa degli utenti.

Il nesso gestionale si è esplicitato fin dall'inizio del XX secolo con l'introduzione delle aziende municipalizzate ex Legge Giolitti del 1903, che permetteva ai Comuni di gestire direttamente servizi pubblici come acqua e illuminazione. Le municipalizzate nascono per soddisfare bisogni collettivi laddove il mercato non garantiva un servizio adeguato, permettendo parallelamente ai Comuni di mantenere il controllo su infrastrutture fondamentali. Il bisogno di ingenti investimenti rendeva imprescindibile l'intervento pubblico nel settore: era assai improbabile, se non impossibile, la realizzazione, allora, di tali opere da parte di imprese private. Inoltre, il pagamento del servizio a prezzi di mercato in grado di garantire una adeguata remunerazione dell'investimento risultava spesso insostenibile per famiglie e imprese. Da qui il ruolo dell'operatore pubblico nella gestione dei servizi energetici e idrici (e in generale nei servizi pubblici locali): l'impresa pubblica poteva, infatti, offrire un servizio adeguato e universale ad un costo "sostenibile".

Le aziende speciali¹⁸ hanno poi rappresentato la naturale prosecuzione di tale tipologia gestionale, rimanendo strettamente controllate dalle Amministrazioni locali (tipicamente i Comuni) per la gestione diretta di servizi pubblici locali (elettricità, gas, acqua e anche trasporti e rifiuti). Tali aziende svolgevano un ruolo strategico, agendo come braccio operativo degli Enti locali per garantire l'erogazione di servizi cruciali per la sostenibilità sociale ed economica dei territori.

¹⁸ Legge n. 142/1990.

Nel corso degli anni '90 le liberalizzazioni dei settori elettrico, gas ed acqua hanno poi aperto la strada ad un processo di ristrutturazione, consolidamento e privatizzazione, che ha modificato radicalmente gli assetti gestionali.

Il settore dei servizi pubblici locali è stato investito da un capillare processo di riforma. Gli interventi di industrializzazione, modernizzazione e liberalizzazione sono stati in primo luogo settoriali e successivamente trasversali al comparto. La legge Galli del 1994 ha definito un nuovo assetto per il settore idrico con l'obiettivo di conseguire una maggiore efficienza del servizio attraverso una riorganizzazione industriale e l'introduzione di una nuova tariffa in grado di garantire la copertura integrale dei costi. Successivamente le normative di riforma settoriale investono il settore dell'energia elettrica (decreto Bersani 79/99) e quello del gas naturale (decreto Letta 164/2000). In questi casi si tratta di normative che introducono la liberalizzazione e la riorganizzazione dei servizi prevedendo fra l'altro anche una rigorosa tempistica di attuazione. Le modalità di affidamento del servizio idrico integrato vengono invece definite all'interno della normativa di settore, oggetto di ripetuti interventi normativi¹⁹ che hanno reso il quadro incerto per un lungo periodo di tempo.

Le norme di liberalizzazione hanno avuto un impatto importante sulle gestioni. L'intero processo di liberalizzazione e industrializzazione del settore dei servizi pubblici è volto, infatti, a **ridurre la frammentazione degli assetti gestionali** e a introdurre e consolidare una gestione industriale del servizio, al fine di conseguire una crescita dimensionale degli operatori in grado di produrre maggiore efficienza e qualità nell'erogazione dei servizi. Solo imprese di dimensioni adeguate possono disporre delle capacità organizzative, manageriali e di innovazione che sono necessarie per conseguire migliori standard di erogazione e di efficienza. L'eccessiva frammentazione rappresentava anche un ostacolo alla realizzazione degli investimenti cruciali per l'erogazione dei servizi. Alla storica frammentazione dei Servizi Pubblici Locali si sono contrapposti interventi legislativi volti ad aumentare i livelli di aggregazione, così da poter sfruttare i benefici in termini di efficienza delle economie di scala.

Il conseguente processo di aggregazione ha coinvolto sia piccole imprese, che in un'ottica difensiva tentano di raggiungere una massa critica necessaria alla propria sopravvivenza, sia imprese più grandi alla ricerca di una diversificazione e di un ampliamento delle proprie attività. Le municipalizzate evolvono da semplici aziende di servizi a soggetti economici complessi, bilanciando la missione pubblica con logiche di mercato.

I due driver principali alla base delle fusioni e delle acquisizioni che hanno investito i servizi (pur con tempi e modi diversi) sono **la prossimità geografica** del partner e **la ricerca dell'efficienza e dell'economicità della gestione**. Il consolidamento del mercato è stato favorito nel tempo da diversi interventi legislativi: a) quelli volti a definire gli Ambiti territoriali ottimali in termini di scala operativa e gestionale, b) quelli che cercano di rendere conveniente la cessione delle società da parte degli Enti e allo stesso tempo sfavoriscono il ricorso all'in house, c) quelli che introducono i vantaggi per le aziende in caso di aggregazione.

I processi di liberalizzazione e di conseguente riassetto industriale non sono andati di pari passo nei diversi settori e non si possono dire ancora conclusi. In particolare, il servizio idrico non ha ancora conseguito un consolidamento completo.

Il processo ha portato alla crisi del "modello municipale", ovvero alla gestione dei Servizi Pubblici Locali da parte degli Enti locali, attraverso strutture organizzative dirette. Le gestioni in economia tendono a ridurre la loro rilevanza, ma non scompaiono, al contrario rimangono numericamente consistenti (soprattutto nell'idrico). Al contempo cresce la rilevanza dei gestori in house,

¹⁹ D.Lgs. 152/2006 (Codice dell'Ambiente) e D.Lgs. 201/2022 (Riordino dei servizi pubblici locali)

assimilabili in parte alla Pubblica Amministrazione locale, ma si tratta di società di diritto privato. Si sviluppa e si rafforza anche l'universo di piccole e medie imprese monoutility o multiservizio con una attività locale. Si tratta di aziende fortemente radicate sul territorio e con quote di partecipazione da parte dell'Amministrazione pubblica locale. Parimenti alcune utility riescono a sfruttare le opportunità del nuovo contesto e crescono sensibilmente fino a raggiungere una valenza regionale e nazionale: sono i soggetti nati e cresciuti attraverso processi di acquisizione e fusione (top utility) che, nonostante il raggiungimento di una dimensione maggiore, mantengono un forte radicamento sul territorio. Infine, operano nel settore grandi gruppi multinazionali.

Fortemente legata al processo di consolidamento è anche l'adozione di **un nuovo modello di governance** in base al quale l'Ente locale deve passare da proprietario a controllore e regolatore del servizio. L'istituzione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente è un tassello fondamentale del nuovo quadro di governance.

Il ruolo dell'Autorità indipendente

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) è un organismo indipendente, istituito con la legge n. 481 del 1995 e operativa dal 1997 con il compito di tutelare gli interessi dei consumatori e di promuovere la concorrenza, l'efficienza e la diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità, attraverso l'attività di regolazione e di controllo. L'azione dell'Autorità, inizialmente limitata ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale, è stata in seguito estesa attraverso alcuni interventi normativi al settore idrico (Legge n. 214/11) e al settore dei rifiuti (legge 205/2017).

Le funzioni principali riguardano la regolazione delle tariffe, la tutela consumatori e la promozione della concorrenza.

A seguito del processo di riforma, le utility si sono trovate ad operare in un contesto di concorrenza nel mercato o per il mercato; è aumentata la pressione competitiva, cambiata la funzione obiettivo, cresciuta la richiesta di qualità del servizio. Il nuovo scenario ha portato a un diverso orientamento della gestione che però ha mantenuto le sue caratteristiche intrinseche legate all'offerta al cliente e al territorio. Negli ultimi anni, con la crescente attenzione agli obiettivi ambientali, il ruolo delle aziende si è ampliato fino a includere servizi aggiuntivi forniti direttamente ai consumatori e all'ambiente. Questi servizi comprendono la produzione di biogas e biometano attraverso un'adeguata valorizzazione dei fanghi.

I servizi di interesse economico generale (SIEG) nel contesto europeo

Nel quadro europeo il tema dei SIEG è citato fin dal trattato costitutivo della Comunità europea. Il trattato di Roma del 1957, prevede, infatti, una possibile deroga ai principi della concorrenza nel caso in cui tali principi ostino con l'adempimento della specifica missione dei SIEG. Il trattato di Amsterdam del 1994 novellando l'articolo 16 del trattato di Roma, recita "...in considerazione dell'importanza dei servizi di interesse economico generale nell'ambito dei valori comuni dell'Unione, nonché del loro ruolo nella promozione della coesione sociale e territoriale, la Comunità e gli Stati membri provvedono affinché tali servizi funzionino in base a principi e condizioni che consentano loro di assolvere i loro compiti". Dalla metà degli anni '80 la Commissione ha influenzato significativamente alcuni specifici servizi di interesse economico generale attraverso l'adozione di direttive settoriali orientate alla creazione di un mercato concorrenziale nella convinzione che attraverso l'apertura del mercato si possa aumentare l'efficienza del sistema economico nel suo complesso e si consegua una maggiore integrazione tra le diverse economie. Nel 2003 la Commissione Europea ha adottato il **Libro Verde sui SIEG**, documento che definisce il quadro dei servizi pubblici (come trasporti, energia e comunicazioni) all'interno del mercato unico. Nel **Libro Bianco del 2004** vengono delineate le linee guida per la gestione di tali servizi.

3.2 Quadro e principali sfide della governance del nesso acqua-energia

L'implementazione efficace del nesso acqua-energia si fonda sullo sviluppo di una governance A cura di Acea

integrata. Garantire adeguati livelli di coerenza ed integrazione nei processi decisionali e negli strumenti di governance permette di ridurre il rischio di esternalità negative tra i due settori (Weitz et al., 2017), nonché di favorire gli investimenti e lo sviluppo di tecnologie che valorizzino il nesso.

A livello europeo, un'impostazione favorevole ad un approccio sistemico si riscontra negli stessi trattati istitutivi dell'Unione Europea, che costituiscono anche le basi legislative della competenza concorrente tra Unione e Stati membri in materia energetica ed ambientale, in cui rientra la tutela della risorsa idrica.

L'art. 11 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE), infatti, specifica che "le esigenze connesse con la tutela dell'ambiente devono essere integrate nella definizione e nell'attuazione delle politiche e azioni dell'Unione, in particolare nella prospettiva di promuovere lo sviluppo sostenibile" (TFUE, 2012), così sancendo **il principio di integrazione ambientale**, divenuto particolarmente prominente con l'adozione del Green Deal.

L'esigenza di coordinare tutela ambientale e politica energetica europea è ribadita dall'art. 194 TFUE, articolo specificamente dedicato alle politiche energetiche dell'UE. In ambito idrico, la **Direttiva 2000/60/CE** ("Direttiva Quadro sulle Acque"), implementata in Italia con il D. Lgs. 152/2006 ("Codice dell'Ambiente"), richiama la necessità di una maggior integrazione della tutela e gestione sostenibile delle acque nelle politiche comunitarie, tra cui quella energetica, nel Considerando 16²⁰. Oggetto di una recente revisione, essa rappresenta il principale strumento di governance per la gestione e la tutela delle acque europee.

Tuttavia, **fino a pochi anni fa, i riferimenti, anche indiretti, al nesso acqua-energia**, pur presenti in alcuni strumenti di policy non vincolanti dell'Unione, **restavano marginali** negli atti legislativi (Venghaus and Hake, 2018).

Un cambio di tendenza sta emergendo più recentemente, a partire dall'affermarsi del principio di efficienza energetica al primo posto. Tale principio, divenuto un caposaldo delle politiche energetiche europee, è stato introdotto con il **Regolamento (UE) 2018/1999** ("Regolamento sulla governance dell'Unione dell'energia") nell'ambito di una riforma dell'assetto della governance energetica. Esso impone di ridurre i consumi di energia in tutti gli ambiti toccati dalle politiche comunitarie.

In questo contesto, la Direttiva (UE) 2018/2002 sull'efficienza energetica conteneva un riferimento esplicito al legame tra gestione efficace delle risorse idriche e risparmio energetico, ed evidenziava l'opportunità di esplorare il potenziale risparmio energetico ottenibile tramite tecnologie e processi intelligenti applicati in ambito idrico.

Il tema è stato ripreso e approfondito nella **Direttiva (UE) 2023/1791**, che abroga e sostituisce la Direttiva 2018/2002²¹, rimodellando il quadro sull'efficienza energetica. Anzitutto, la Direttiva contiene un riferimento esplicito al nesso nel Considerando 75, dove afferma che "è particolarmente importante esaminare il nesso tra acqua ed energia per affrontare la questione dell'uso interdipendente di energia e acqua e la crescente pressione su entrambe le risorse." Inoltre, nel ribadire il legame tra gestione efficace delle risorse idriche e risparmio energetico,

²⁰ Sebbene servano a motivare l'atto, i considerando non sono giuridicamente vincolanti. Essi possono però svolgere una funzione interpretativa.

²¹ Più specificamente, la Direttiva 2023/1791 abroga e sostituisce la Direttiva 2012/27/UE e le successive modificazioni, in cui rientra la Direttiva 2018/2002.

sottolinea i benefici climatici, economici e sociali che ne derivano, oltre a richiamare la necessità di utilizzare tecnologie e processi intelligenti che valorizzino il principio dell'efficienza energetica al primo posto nella gestione dell'acqua. Il Considerando evidenzia anche il ruolo dello sviluppo tecnologico e del riutilizzo nel ridurre i consumi di acqua e i relativi consumi energetici.

Tali considerazioni trovano un'applicazione pratica **nell'art. 3, il quale prevede che gli Stati siano tenuti a valutare soluzioni di efficienza energetica nelle decisioni strategiche e di pianificazioni di diversi settori, incluso quello idrico**. Particolare attenzione è dedicata anche alla raccolta di dati più completi: nell'ambito degli audit energetici, l'art. 11 prevede che gli Stati membri possano incoraggiare le imprese a fornire informazioni sia sul consumo annuo di energia che sul volume di acqua consumata e a confrontarlo con i consumi di acqua ed energia degli anni precedenti. La Direttiva pone anche l'accento sul **monitoraggio della sostenibilità dei centri dati**, prevedendo la raccolta, tra gli altri, di dati sul consumo di acqua dolce e di energia, nonché sull'uso di energia prodotta da fonti rinnovabili. L'Italia non ha ancora completato il recepimento della Direttiva, nonostante il termine sia scaduto ad ottobre 2025.

L'apertura ad un maggior dialogo intersettoriale emerge anche nella **Direttiva (UE) 2023/2413** ("RED III", dall'inglese Renewable Energy Directive)²², in materia di promozione dell'energia rinnovabile, che fa esplicitamente riferimento alla Direttiva Quadro sulle Acque (vedere l'approfondimento sul nesso acqua-energia nella regolamentazione del settore idroelettrico).

In ambito idrico, il tema dell'efficienza energetica ha acquisito una particolare rilevanza con la **Direttiva (UE) 2024/3019**, dedicata al trattamento delle acque reflue urbane, il cui termine per il recepimento è nel 2027. L'art. 11, intitolato "neutralità energetica", prevede lo svolgimento a cadenza quadriennale di audit energetici per gli impianti di trattamento delle acque reflue urbane e delle reti fognarie, con l'obiettivo di individuare misure efficaci ed economicamente convenienti per ridurre i consumi di energia e incentivare l'uso e la produzione di energia rinnovabile. È previsto che i primi audit energetici siano svolti dal 31 dicembre 2028 con riferimento agli impianti di trattamento delle acque reflue urbane che trattano un carico di 100.000 a. e. (abitanti equivalenti) o più, mentre per gli impianti più piccoli sono previsti tempi di attuazione più lunghi. In modo ancora più significativo, lo stesso articolo **pone degli obblighi crescenti di uso di energia rinnovabile in tali impianti, con l'obiettivo di arrivare alla neutralità energetica degli impianti di depurazione delle acque reflue urbane che trattano un carico di 10.000 a.e. o più entro il 2045**.

In Italia, sebbene la Direttiva sia ancora in fase di recepimento, **l'obiettivo della neutralità energetica è stato valorizzato dall'ARERA nel Metodo Tariffario Idrico per il quarto periodo regolatorio** (MTI-4), ossia per il periodo 2024-2029. Esso, infatti, prevede dei meccanismi per incentivare il risparmio energetico e l'autoproduzione di energia, tramite "la valorizzazione monetaria dell'energia elettrica autoprodotta e consumata" (Oxera, 2024). Inoltre, riprendendo le misure del MTI precedente, incentiva meccanismi di sharing dell'eventuale risparmio.

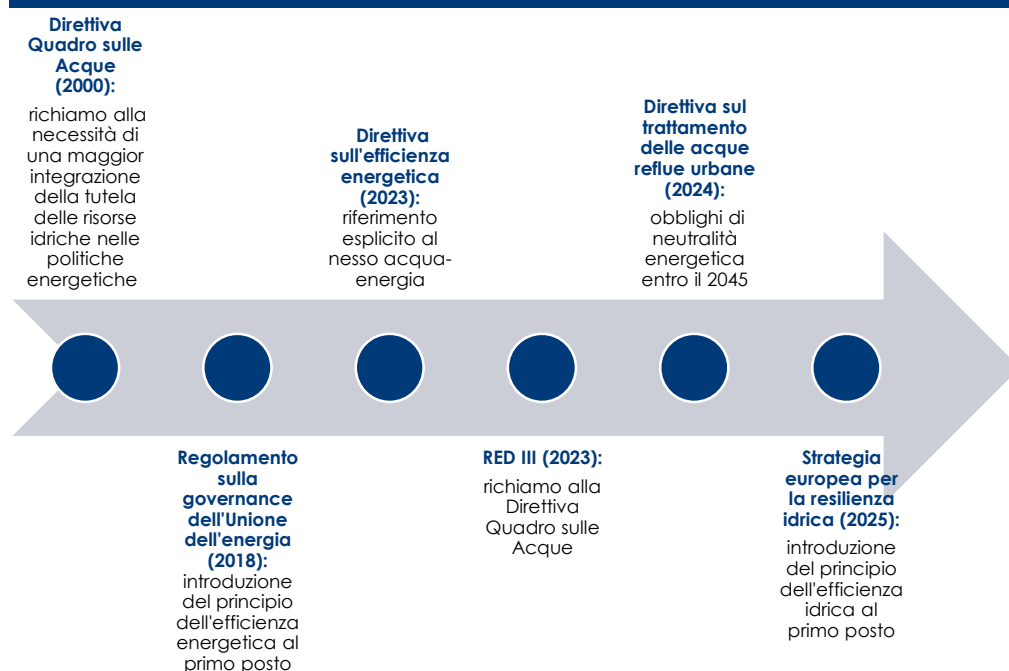
Nel settore idrico, **una maggior consapevolezza del nesso acqua-energia emerge anche nella Strategia europea per la resilienza idrica (Water Resilience Strategy) del 2025**. Pur trattandosi di un documento giuridicamente non vincolante, è il più importante atto di indirizzo delle politiche idriche unionali degli ultimi anni. Si tratta del "primo tentativo organico di collocare le risorse idriche al centro delle politiche europee per la sicurezza, la competitività e la coesione

²² La direttiva aggiorna la precedente Direttiva 2018/2001 ("RED II") in materia di promozione dell'energia rinnovabile, che ha abrogato e sostituito la Direttiva 2009/28/CE ("RED I") e le successive modificazioni. In Italia è stata recepita con decreto legislativo n. 5 del 9 gennaio 2026.

territoriale" (Laboratorio Ref Ricerche, 2026). La Strategia, articolata su tre obiettivi principali²³ e cinque ambiti di intervento trasversali, delinea un quadro d'azione fino al 2030 e pone come obiettivo quantitativo il miglioramento dell'efficienza idrica di almeno il 10% entro tale anno. La sua implementazione è supportata dalla Banca Europea degli Investimenti (BEI), che ha stanziato 15 miliardi per il triennio 2025-2027.

Tra le novità più significative c'è l'introduzione, esplicitamente ispirata agli sviluppi in ambito energetico, del **principio dell'efficienza idrica al primo posto**, che richiede di implementare misure volte a ridurre i consumi di acqua, migliorare l'efficienza nell'uso e favorire il riuso. Con riguardo al rapporto tra acqua ed energia, **la Strategia riconosce il contributo che una produzione di energia efficiente sotto il profilo idrico può apportare allo sviluppo della resilienza idrica**. Pertanto, **prevede delle azioni faro dedicate al miglioramento delle tecnologie idriche in ambito energetico e della sostenibilità idrica dei centri dati** (per un approfondimento sui centri dati si rimanda al relativo approfondimento del capitolo 5). In particolare, prevede l'impegno ad intraprendere un'iniziativa pubblico-privata per migliorare i metodi e i prezzi per il raffreddamento a secco; l'inclusione dell'utilizzo dell'acqua tra i parametri per valutare la sostenibilità dei centri dati e, sempre con riguardo ai centri dati, la proposta di norme minime di prestazione in materia di consumo idrico.

Figura 3.1: principali strumenti normativi europei rilevanti per la governance del nesso acqua-energia



Fonte: elaborazione Acea su informazioni UE

In linea con gli sviluppi europei, le politiche italiane degli ultimi anni hanno sottolineato la centralità dell'acqua e dell'energia come priorità strategiche per lo sviluppo del Paese. Ciò emerge da diversi strumenti di pianificazione, tra cui in primo luogo il **Piano Nazionale Ripresa e Resilienza (PNRR)**, che inserisce la transizione energetica, l'efficientamento energetico e la tutela delle risorse idriche tra gli obiettivi della missione 2, dedicata alla "Rivoluzione Verde e Transizione

²³ I tre obiettivi sono il ripristino e la protezione del ciclo dell'acqua; la costruzione di un'economia "water-smart" e la garanzia dell'accesso universale ad acqua e servizi igienico-sanitari sicuri e a prezzi accessibili.

Ecologica". L'acqua e l'energia sono anche tra i pilastri del **Piano Mattei**, adottato con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 7 ottobre 2024, che delinea una strategia di cooperazione allo sviluppo per rafforzare la collaborazione tra l'Italia e gli Stati africani.

L'esigenza di una maggior integrazione tra il settore energetico e quello idrico è esplicitata nel **Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (PNACC)**, adottato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) nel 2023, che indica le azioni da intraprendere per lo sviluppo di una governance più integrata, seppur con riguardo alle strategie di adattamento al cambiamento climatico.

Coerentemente con la volontà di promuovere un approccio integrato, il PNACC riconosce che il settore idrico può contribuire all'efficientamento energetico e la riduzione delle emissioni di gas serra e propone delle misure per migliorare l'efficienza delle infrastrutture idriche, della pianificazione e degli usi dell'acqua. Tale impostazione trova riscontro anche nel **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)**, tra i principali strumenti di pianificazione energetica, introdotto dal Regolamento (UE) 2018/1999 e aggiornato nel 2024.

Il ruolo del Piano Nazionale Energia e Clima nella decarbonizzazione

Per effetto del Regolamento (UE) 2018/1999 sulla governance dell'Unione dell'energia, cioè il quadro strategico attraverso cui l'UE coordina le politiche energetiche e climatiche al suo interno, gli Stati Membri hanno facoltà di scegliere il proprio percorso di decarbonizzazione, descrivendo traguardi, contributi e misure nazionali in modo coerente con gli obiettivi comuni e rispondendo alle esigenze di un'energia sicura, sostenibile, competitiva e accessibile che guidano l'Unione. Per l'energia, in particolare, **il principale strumento adottato è il Piano Nazionale Energia e Clima (PNIEC)**, introdotto dallo stesso Regolamento (art. 3) e che obbliga i paesi dell'Unione a definire obiettivi, traiettorie, politiche e misure sulle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia. Il PNIEC è un piano decennale che, nella sua prima versione del 2019, copre il periodo 2021-2030. Aggiornato nel 2024 per riflettere l'aumento di ambizione legato alle successive iniziative europee, il piano per il decennio successivo (2031-2040) dovrà essere proposto in bozza entro la data del 01.01.2028 per poi essere approvato nella sua versione definitiva nel 2029. Per il coordinamento tra tutti i membri, la Commissione valuta le proposte di piano e rivolge raccomandazioni in modo che il livello di ambizione dei singoli paesi sia coerente con gli obiettivi dell'Unione. In particolare, vigila sull'impegno per diffondere le fonti rinnovabili e per l'efficienza energetica, oltre che sul livello di interconnettività elettrica tra gli stati. Rispetto al 2030, la Commissione ha rilevato che **l'attuazione dei singoli PNIEC avvicinerrebbe l'UE agli obiettivi** di riduzione delle emissioni e di aumento della quota di rinnovabili, mentre il livello dei consumi energetici rimarrebbe troppo alto. In quest'ambito si inserisce anche la *Strategia di lungo termine*, anch'essa prevista dal Regolamento (UE) 2018/1999 (art. 15).

In coerenza con gli obiettivi assunti in seno all'UNFCCC, la **Commissione europea e gli Stati Membri hanno presentato nel 2020 le proprie strategie**, individuando i possibili percorsi per raggiungere al 2050 una condizione di neutralità climatica. Anche questo ulteriore documento dovrà essere elaborato con cadenza decennale (prossima scadenza: 01.01.2029), con aggiornamenti, ove ritenuto necessario, ogni cinque anni. In aggiunta, una prospettiva di natura istituzionale è offerta dagli operatori di rete. ENTSO-E (Rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione di energia elettrica) e ENTSO-G (Rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione del gas), quali organismi di coordinamento dei gestori dei sistemi di trasmissione elettrica e gas a livello europeo, sono tenuti nell'ambito a predisporre con cadenza biennale un **Piano di sviluppo decennale della rete** (TYNDP), documento che **definisce i fabbisogni infrastrutturali e le traiettorie di sviluppo dei sistemi energetici** in ottica di lungo periodo. Il Regolamento (UE) 2022/869 (TEN-E), in particolare, attribuisce all'Agenzia dell'UE per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) il compito di elaborare le linee guida per lo sviluppo di scenari congiunti da parte dei due organismi. L'ultima versione del piano, TYNDP 2026 (ENTSO-E & ENTSO-G, 2026), è

stata pubblicata in bozza a giugno 2026 e offre una visione al 2050 (vedi par. 5.3.1), in coerenza con il quadro normativo europeo che lega la pianificazione infrastrutturale agli obiettivi climatici, inclusa la neutralità climatica al 2050.

Un elemento che emerge chiaramente dagli strumenti di pianificazione è **l'importanza di sviluppare infrastrutture efficienti**. Questo aspetto è centrale anche in un'ottica del nesso: infrastrutture moderne riducono perdite e consumi di ambo le risorse. In ambito idrico, l'Italia presenta diverse carenze infrastrutturali che comportano **perdite idriche mediamente pari al 42,5%** (ARERA, 2026). Inoltre, molte infrastrutture sono obsolete: circa il 22% ha più di 50 anni (TEHA Group, 2025). **Per colmare questo gap infrastrutturale sono necessari investimenti**. Sul punto, negli ultimi anni il legislatore è intervenuto predisponendo diversi finanziamenti per l'efficientamento delle strutture idriche, tra cui **il Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza del settore idrico (PNIISII)**, adottato con DPCM il 17 ottobre 2024, che include 418 interventi per circa 12 miliardi di euro. La realizzazione del Piano è stata ulteriormente supportata con la creazione, nel 2026, dello **Strumento finanziario nazionale per gli investimenti infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico (SFNIISII)**. In Italia, nell'ultimo triennio la tariffa ha contribuito a finanziare circa il 67% degli investimenti dei gestori del settore, pur restando significativamente più bassa rispetto alla media europea, aspetto che non permette di coprire tutti gli investimenti richiesti per l'efficientamento delle reti idriche (TEHA Group, 2026).

Le recenti evoluzioni del quadro normativo e pianificatorio, sebbene incoraggianti, non appaiono ancora sufficienti a fronteggiare tutte le sfide legate alla governance del nesso acqua-energia. Anzitutto, **l'attuazione del nesso è ostacolata dalla forte frammentazione istituzionale che caratterizza la gestione di entrambi i settori, e che si traduce in una pluralità di strumenti di pianificazione**. Sia il settore idrico che quello energetico, infatti, sono caratterizzati da una governance multilivello che coinvolge diversi attori con competenze distinte in materia di pianificazione, regolazione e controllo.

Questa struttura deriva in parte dall'impostazione europea e in parte da **un assetto costituzionale complesso**: l'art. 117 Cost., infatti, riconosce allo Stato una competenza esclusiva sulla tutela dell'ambiente e dell'ecosistema, ma attribuisce alle Regioni le funzioni amministrative e organizzative legate all'utilizzo di tali risorse. Inoltre, il governo del territorio rientra nella competenza concorrente tra Stato e Regioni, con effetti rilevanti su pianificazione e uso dell'acqua.

In ambito energetico, lo stesso articolo 117 Cost. prevede una competenza legislativa concorrente tra Stato e Regioni con riguardo a "produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia". Un ruolo centrale nella regolazione di entrambi i settori è ricoperto dall'ARERA, autorità amministrativa indipendente.

Nel settore idrico, l'assetto istituzionale presenta alcune differenze anche a seconda del settore di riferimento: mentre gli usi civili sono regolati dal Servizio Idrico Integrato (SII), le risorse idriche utilizzate per gli usi agricoli e industriali sono generalmente prelevate da fonti non gestite dal SII.

Tale complessità istituzionale viene percepita come una sfida anche all'interno dei singoli settori, in quanto può generare "sovrapposizioni di responsabilità, conflitti di competenza" (Dipartimento per la programmazione e il coordinamento della politica economica, 2026) e ritardi nelle adozioni di misure. Le stesse problematiche emergono anche con riferimento all'attuazione **del nesso acqua-energia, che richiede il coordinamento tra una pluralità di attori che non solo agiscono a livelli istituzionali e territoriali diversi, ma anche sulla base di obiettivi potenzialmente divergenti**.

D'altra parte, la frammentazione istituzionale del settore si traduce, come visto, anche nella **presenza di una pluralità di strumenti di pianificazione, non solo a livello nazionale, ma anche**

regionale e locale. Tale articolazione rende necessaria una maggiore attenzione alle sinergie e agli impatti reciproci di tali strumenti.

Tra gli ostacoli allo sviluppo di processi decisionali integrati vi è inoltre **la mancanza di indicatori armonizzati per valutare i progressi in un'ottica di nesso**, legata anche ai pochi dati integrati disponibili sia a livello europeo che nazionale. L'esigenza di sviluppare indicatori adeguati pone l'ulteriore problematica di utilizzare metriche in grado di esplicitare gli obiettivi e i valori di fondo sulla base delle quali sono state elaborate, per evitare che la raccolta dati si traduca in una scelta normativa e privilegi gli obiettivi di un settore rispetto all'altro (Voelker et al., 2022).

Permangono dunque diverse sfide da affrontare per predisporre un assetto di governance effettivamente idoneo ad implementare il nesso. D'altra parte, la valorizzazione dell'interdipendenza tra settore idrico ed energetico non coinvolge solo la dimensione della governance: un ruolo fondamentale è ricoperto dallo sviluppo di nuove tecnologie, che pertanto saranno approfondite nel Capitolo 5.

Gli assetti istituzionali della governance dell'acqua e dell'energia in Italia

L'assetto istituzionale in ambito idrico è particolarmente complesso e costituisce uno dei modelli più frammentati in ambito europeo.

Su impulso europeo, sono state istituite le Autorità di bacino distrettuale, che operano su sette Distretti Idrografici, con competenze in materia di pianificazione e tutela della risorsa idrica tramite il Piano di bacino distrettuale e i relativi strumenti attuativi, tra cui spicca il bilancio idrografico.

A livello statale, il MASE e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT) definiscono gli indirizzi generali e gli obiettivi strategici, mentre il Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste (MASAF) regola gli usi agricoli dell'acqua. Dal 2023, con l'obiettivo di affrontare la scarsità idrica e rafforzare le infrastrutture idriche, sono stati istituiti la Cabina di regia per la crisi idrica e il Commissario Straordinario per la scarsità idrica, a cui si affianca il Commissario Straordinario Unico per depurazione e riuso delle acque reflue. L'ARERA, autorità amministrativa indipendente, svolge funzioni di regolazione tariffaria e controllo della qualità tecnica e commerciale.

Le Regioni gestiscono le concessioni di prelievo dell'acqua e adottano misure per la tutela delle acque e l'efficienza delle reti, tra cui i piani di tutela delle acque. Inoltre, nel SII delimitano gli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO), che al momento sono 62, con alcuni ATO di dimensioni particolarmente ridotte (Fondazione Utilitatis, 2026). Individuano poi i relativi Enti di Governo d'Ambito (EGATO), organismi ai quali partecipano obbligatoriamente tutti i Comuni rientranti nell'ATO e ai quali è trasferito l'esercizio delle competenze degli stessi in materia di gestione delle risorse idriche. Tra le funzioni degli EGATO vi è la definizione del piano d'ambito e, nel rispetto della normativa vigente, l'affidamento ai gestori.

Il numero di gestori dei servizi idrici è particolarmente elevato, raggiungendo circa i 2100 operatori, di cui 1.738 in economia e 372 gestori specializzati (Istat, 2025). Come visto precedentemente, nonostante gli interventi legislativi volti ad indirizzare la gestione dei servizi idrici verso una gestione industriale, **ad oggi permangono diversi operatori in economia**. I dati più recenti indicano che solo il 55% della popolazione italiana vive in territori in cui il servizio idrico integrato è affidato a un gestore unico (Blue Book, 2026). Le gestioni in economia permangono soprattutto nel Mezzogiorno, dove sono ancora attive in 1.310 comuni per circa 6,9 milioni di abitanti, aspetto che ostacola gli investimenti e le economie di scala (Ibidem).

Anche il settore energetico è caratterizzato da una governance multilivello, derivante anch'essa in parte dall'impostazione europea e in parte dalla previsione di una competenza legislativa concorrente tra Stato e Regioni, ex art. 117 Cost. A livello statale, il MASE definisce la politica

energetica nazionale ed elabora il PNIEC. Accanto all'ARERA, che anche in questo settore esercita funzioni di regolazione e controllo, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) veglia sul rispetto delle norme in materia di concorrenza e di tutela dei consumatori contro le pratiche commerciali scorrette nel mercato energetico.

Un ruolo centrale nella governance dell'energia è ricoperto dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), società interamente partecipata dal Ministero dell'economia e delle finanze (MEF), che ha il compito di promuovere lo sfruttamento dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e l'efficienza energetica. Il GSE detiene il controllo di Acquirente Unico s.p.a., Gestore dei mercati energetici s.p.a. (GME) e Ricerca sul sistema energetico s.p.a., che svolgono diverse funzioni in tema di tutela dei consumatori, soprattutto con riguardo alle categorie protette, di organizzazione e gestione del mercato energetico, e di ricerca.

Infine, le Regioni e gli Enti locali si occupano di programmazione territoriale. Le Regioni, in particolare, autorizzano la costruzione degli impianti di energia e ricoprono un ruolo importante nella promozione di energia rinnovabile, dal momento che hanno il compito di razionalizzare e accelerare le procedure autorizzative per la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia rinnovabile.

Il nesso acqua-energia nella regolamentazione del settore idroelettrico

Un chiaro esempio del miglioramento del dialogo intersettoriale europeo emerge nel settore idroelettrico (per un approfondimento sull'idroelettrico, vedere il relativo approfondimento nel capitolo 2). Questo settore è particolarmente rilevante in Italia, dove nel 2025 l'energia idroelettrica rappresenta il 33% dell'energia elettrica rinnovabile prodotta, collocandosi come seconda fonte di energia rinnovabile del Paese (Terna, 2026).

La Direttiva Quadro sulle Acque pone le basi per affrontare il **potenziale conflitto tra la promozione della produzione di energia rinnovabile e la tutela dei corpi idrici nel settore idroelettrico**. L'art. 4 della direttiva, infatti, nell'imporre il raggiungimento di determinati obiettivi ambientali e il divieto di deterioramento dello stato dei corpi idrici, prevede alcune deroghe per i corpi idrici artificiali o fortemente modificati. In particolare, il paragrafo 3 include in tale categoria i corpi idrici per i quali l'implementazione di misure ambientali andrebbe a danneggiare in modo rilevante altre attività di interesse pubblico, tra cui è menzionata la produzione di energia. La deroga assume rilevanza in relazione alla creazione di nuovi impianti idroelettrici (Porcari, 2024), ma non indica i criteri per il bilanciamento tra l'esigenza di tutelare i corpi idrici e quella di produrre energia rinnovabile.

Sul punto è intervenuta la RED III, che ha aggiornato la normativa europea in materia di energie rinnovabili introducendo un approccio più intersettoriale. Per promuovere la produzione di tale forma di energia, essa prevede l'elaborazione da parte degli Stati membri di piani che individuino zone di accelerazione per le energie rinnovabili. A tutela delle esigenze ambientali è però previsto che gli impianti di combustione a biomassa e le centrali idroelettriche possano essere esclusi dai piani. Inoltre, l'art. 15-quarter impone agli Stati di applicare misure di mitigazione proporzionate e tempestive per garantire il rispetto, tra gli altri, degli obblighi in materia ambientale derivanti dalla Direttiva Quadro sulle Acque, nonché del divieto di deterioramento di cui all'art. 4.

4. Scenari futuri del nesso acqua-energia

Completando il quadro analitico delineato nei capitoli precedenti, il presente capitolo adotta una prospettiva orientata al futuro, ponendo al centro non l'evoluzione dell'acqua e dell'energia considerate separatamente, bensì quella delle interazioni che le legano. L'approccio del water-energy nexus offre, infatti, il quadro interpretativo necessario per comprendere come i cambiamenti in atto possano modificare gli equilibri tra le due risorse e le reciproche dipendenze che le caratterizzano.

A cura di Acea

In prospettiva futura, la sfida principale sarà gestire vincoli sempre più rilevanti e interconnessi, non solo soddisfare la domanda di risorse. Il cambiamento climatico, l'aumento della scarsità idrica, la competizione tra diversi usi delle risorse e i trade-off associati alle tecnologie energetiche stanno infatti ridefinendo il ruolo di acqua ed energia, le quali assumono una crescente rilevanza strategica per la resilienza dei sistemi economici, la competitività industriale e la sicurezza degli approvvigionamenti.

In questo contesto, il presente capitolo esamina le possibili traiettorie evolutive del nesso acqua-energia, valutando la sostenibilità dei consumi idrici ed energetici alla luce degli impatti del cambiamento climatico, della disponibilità delle risorse idriche, delle dinamiche attese della domanda e dell'offerta di energia e delle principali prospettive di policy.

4.1 Scenari climatici e impatto sulle risorse idriche

Le **proiezioni al 2050 delineano un peggioramento consistente dell'impatto del cambiamento climatico sulle risorse idriche**, la cui entità dipenderà dalle traiettorie emissive che la politica climatica globale sarà in grado di impartire. Per leggere i dati che seguono è necessario richiamare il quadro degli scenari emissivi adottati in questo rapporto.

Il Sesto Rapporto di Valutazione dell'IPCC (IPCC 2023) quantifica le proiezioni al 2050 attraverso quattro scenari di emissioni, gli *Shared Socioeconomic Pathways (SSP)*, che associano traiettorie socioeconomiche globali a esiti climatici distinti. Ai fini di questo rapporto, per uniformare le analisi con gli scenari prodotti in anni precedenti (RCP – *Representative Concentration Pathways* - IPCC, 2014), i dati sono ricondotti a tre livelli di riscaldamento rispetto al periodo pre-industriale (1850-1900): +1,5°C, +2°C e +3°C, corrispondenti rispettivamente agli scenari a emissioni molto basse (SSP1-1,9), intermedie (SSP2-4,5) e molto elevate (SSP5-8,5).

Le fragilità strutturali del sistema idrico analizzate nei capitoli 1 e 2 sono destinate ad aggravarsi:

con l'innalzamento della temperatura, gli eventi estremi diventano più frequenti e più intensi, con la conseguenza che molti cambiamenti saranno irreversibili su scale temporali centenarie o millenarie. **I rischi connessi alla disponibilità d'acqua crescono a ogni livello di riscaldamento:** si stima che tra 800 milioni e 3 miliardi di persone sperimenteranno nuove forme di scarsità idrica già a +2°C (IPCC, 2023). Le alterazioni del ciclo idrologico interesseranno entro il 2050 tra il 42% e il 79% dei bacini mondiali, con effetti negativi sia sugli ecosistemi d'acqua dolce sia sulle attività produttive dipendenti dall'acqua. Sul versante delle inondazioni, il rischio globale è proiettato a raddoppiare nello scenario tra +1,5°C e +3°C, con perdite economiche tra 1,2 e 1,8 volte superiori rispetto allo scenario di basso riscaldamento.

Queste tendenze globali si traducono in vulnerabilità specifiche all'interno dei contesti europeo e italiano.

Per quanto riguarda l'Europa, le proiezioni al 2050 delineano una dinamica idrologica nettamente differenziata per area geografica. Nel Nord, Centro ed Est del continente le portate fluviali invernali sono attese in aumento, sostenute da precipitazioni più abbondanti nei mesi freddi; nel Sud dell'Europa e nell'area mediterranea, al contrario, le portate diminuiranno già a partire dal livello di riscaldamento di +1,5°C, con un drastico aumento dei giorni di scarsità idrica ($WEI > 0,2$) (*European Parliamentary Research Service*, 2025). Questo peggioramento interessa anche le portate estive, proiettate in calo in quasi tutta Europa indipendentemente dalla

tendenza annua, con il riscaldamento più intenso concentrato nella Penisola Iberica e nelle regioni meridionali. In termini di popolazione esposta, il solo effetto climatico porterebbe da 52 milioni di persone oggi in condizioni di scarsità a 65 milioni nello scenario a +3°C (*ibidem*).

Per quanto riguarda il principale sistema idrico italiano (il bacino del Po), lo scioglimento anticipato della neve sposterà il picco di portata da maggio ad aprile; il deflusso primaverile calerà del 20% lungo l'intero corso del fiume e di un ulteriore 20% nei mesi estivi. In uno scenario a +2°C, le riserve idriche del bacino potrebbero ridursi da 95 a 72 km³ e il deflusso alla foce scendere da oltre 50 a 33 km³ l'anno (Spano et al., 2020). A questo si aggiunge una forte instabilità stagionale nel Nord Italia: nei mesi estivi i deflussi potrebbero contrarsi fino al 75%, mentre in autunno e inverno aumenterebbero del 150-350%, un'oscillazione che complica la gestione delle infrastrutture idriche e dell'idroelettrico alpino (*ibidem*).

A questi cambiamenti idrologici si sovrappone un peggioramento atteso delle condizioni di siccità. Entro il 2080, le portate minime nei fiumi potrebbero ridursi fino al 40% nella Penisola Iberica, nella Francia meridionale, in Italia e nella regione balcanica; i prelievi idrici aggravano ulteriormente queste condizioni del 10-30% in tutto il Sud, l'Ovest e il Centro Europa, innescando una spirale di stress crescente (*European Parliamentary Research Service*, 2025). Nel Sud Italia, e in Sicilia in particolare, le precipitazioni medie annue potrebbero ridursi del 22-24% nello scenario a +3°C (Spano et al., 2020), accentuando una vulnerabilità già oggi tra le più acute del continente. Parallelamente, l'esaurimento delle falde sotterranee già in atto nelle regioni mediterranee è destinato ad accelerare: il cambiamento climatico ne rallenta la ricarica perché le piogge si infiltrano meno nel terreno e l'evaporazione aumenta, mentre la crescente domanda irrigua spinge verso un sovrasfruttamento che resta la causa principale del loro impoverimento progressivo. Nelle aree costiere e nelle pianure alluvionali del Sud Italia, questo impoverimento espone le falde a un rischio ulteriore: con la riduzione delle portate fluviali e l'abbassamento delle riserve sotterranee, l'acqua marina tende a penetrare nell'entroterra, compromettendo la qualità dell'acqua disponibile per uso irriguo e potabile (*ibidem*).

Sul fronte agricolo, il settore è destinato a restare il maggiore consumatore di acqua dolce in Europa, con un fabbisogno in aumento per effetto di stagioni di coltivazione più lunghe e siccità più frequenti, accentuando la concorrenza con i settori energetico e industriale. Le proiezioni sulle rese agricole al 2050 misurano la portata del problema: la produzione di granturco nell'UE potrebbe calare tra l'1% e il 22%, mentre quelle di frumento nel Sud Europa fino al 49% (*European Parliamentary Research Service*, 2025). Con un aumento di temperatura di 2°C il valore della produzione agricola italiana potrebbe ridursi di circa 13 miliardi di euro, con perdite che crescono in modo non lineare a ogni grado aggiuntivo di riscaldamento (Spano et al., 2020).

In questo contesto di scarsità crescente, la dissalazione si afferma progressivamente come una delle risposte strutturali in alcune regioni costiere mediterranee, rappresentando un caso emblematico del nesso acqua-energia, aumentando la disponibilità di risorse idriche non convenzionali, ma con un significativo fabbisogno di energia. La Spagna ne offre l'esempio più avanzato in Europa: con una capacità installata superiore a 3 hm³/giorno basata su membrane a osmosi inversa, il paese copre già il 2% del fabbisogno irriguo e il 5% del consumo domestico (Lora García et al. 2020), dimostrando che la tecnologia è in grado di sostenere anche un'agricoltura orientata a colture ad alto valore aggiunto. L'Italia si trova in una posizione di ritardo ma in rapida evoluzione: il 50% dei circa 40 impianti attivi è stato costruito prima del 2000 e rimane obsoleto, insufficiente a incidere sulla disponibilità idrica su scala nazionale; tuttavia, la recente semplificazione degli iter autorizzativi per impianti di minori dimensioni ha aperto la via a numerosi progetti previsti nel prossimo quinquennio, e la capacità produttiva di acqua dissalata è attesa raggiungere il milione di m³/giorno entro il 2030, con una crescita media annua del 6% (TEHA Group, 2026). **La tecnologia presenta, tuttavia, due limiti strutturali che ne condizionano la diffusione.** Il primo è l'elevato consumo energetico: convertire acqua salata in acqua dolce

richiede grandi quantità di energia (si veda tab. 2.6), spostando la pressione dalla risorsa idrica al sistema energetico. Il secondo è la gestione della salamoia, ovvero l'acqua ad altissima concentrazione salina che rimane come scarto del processo: gli impianti costieri possono scaricarla in mare con impatti limitati, ma quelli situati nell'entroterra non dispongono di questa possibilità e rischiano di compromettere le falde sotterranee circostanti per eccesso di salinità. La ricerca sta esplorando il recupero di elementi preziosi dalla salamoia come il magnesio, il litio e altri minerali strategici per ridurre l'impatto ecologico e migliorare la sostenibilità economica degli impianti, ma le tecnologie sono ancora in fase di sviluppo.

A questa duplice criticità si affianca un approccio dall'enorme potenziale e significativamente meno energivoro: il riuso delle acque reflue depurate, che consente di reimmettere la risorsa nel ciclo produttivo riducendo la pressione sui corpi idrici naturali²⁴. In Europa solo il 2,4% delle acque reflue viene riutilizzato, di cui circa la metà destinata all'irrigazione agricola, a fronte di un obiettivo minimo europeo pari ad almeno il 6%; l'Italia in particolare destina al riuso diretto solo il 4% delle proprie acque reflue depurate, undici punti percentuali al di sotto del potenziale, con volumi pari a un sesto di quelli spagnoli e un quarto di quelli francesi (Intesa Sanpaolo e Acea, 2024). Nel quadro di una depurazione orientata all'economia circolare si inserisce anche la valorizzazione dei fanghi: in Italia la produzione annua supera i 3,2 milioni di tonnellate e nel 2023, per la prima volta, la quota recuperata (53%) ha superato quella smaltita (*ibidem*); a livello europeo, il recupero dai fanghi di depurazione potrebbe coprire fino al 21% del fabbisogno europeo di fosforo e il 13% di quello italiano (ARERA, 2025), oltre a generare 3.450 GWh di energia, rafforzando l'autonomia strategica comunitaria e attuando anche modelli di economia circolare (Community Valore Acqua per l'Italia, 2026). La Direttiva Europea 2024/3019 sulla depurazione inquadra questi obiettivi, prevedendo la neutralità energetica dei depuratori attraverso il recupero energetico dei fanghi, obblighi di recupero del fosforo e il monitoraggio dei contaminanti energetici (*ibidem*).

Il confronto tra i due strumenti chiarisce come la dissalazione andrebbe considerata una fonte complementare da attivare insieme ad altre misure di riduzione della domanda, di efficienza e di riuso delle acque reflue. Oltre a diversificare il portafoglio delle risorse idriche disponibili, essa potrebbe svolgere anche una funzione di riserva strategica: un'assicurazione idrica capace di garantire la continuità dell'approvvigionamento nei periodi di siccità estrema o nelle situazioni di emergenza in cui le fonti convenzionali non riescono a coprire il fabbisogno. Il suo sviluppo deve in ogni caso essere associato all'uso di fonti rinnovabili, a una gestione sostenibile della salamoia e a valutazioni ambientali rigorose, in particolare nelle aree costiere e insulari più esposte.

Il riuso chiude, invece, il ciclo idrico con consumi energetici inferiori ma richiede infrastrutture di raccolta, trattamento e distribuzione oggi largamente insufficienti, anche a causa del fatto che senza obblighi d'uso nelle aree a stress idrico e senza tariffe agevolate per agricoltura e industria gli investimenti dei gestori e degli utilizzatori finali stentano ad attivarsi. Combinare i due approcci secondo questa sequenza e alimentarli con energia rinnovabile, in primo luogo solare ed eolica, rappresenta sia la direzione verso cui si orientano le strategie europee di resilienza idrica sia una delle sfide tecnologiche chiave del nesso acqua-energia al 2050.

Sul piano macroeconomico, i costi complessivi del cambiamento climatico potrebbero superare il 2,5% del PIL pro-capite entro il 2050 nello scenario a +2°C (Spano et al., 2020). Guardando oltre tale orizzonte, le proiezioni al 2080 mostrano come tali impatti possano intensificarsi in assenza di adeguate strategie di adattamento: nello scenario a +3°C, le perdite economiche complessive per l'Italia potrebbero raggiungere l'8,5% del PIL pro-capite, mentre i danni da eventi alluvionali

²⁴ Per una trattazione del tema del riutilizzo delle acque reflue depurate, si rimanda il lettore alla prima pubblicazione dell'Osservatorio Idrico.

sarebbero compresi tra 14 e 72 miliardi di euro l'anno e gli indicatori di uguaglianza tra le regioni registrerebbero un peggioramento del 61% (*ibidem*). A questi effetti aggregati si sommerebbero impatti settoriali significativi, tra cui perdite fino a 30 miliardi di euro per la produzione agricola e una contrazione di oltre un quinto del turismo internazionale. È in questo contesto di crescente pressione sulle risorse naturali e sulle attività economiche che si colloca l'analisi della sezione seguente, dedicata alle prospettive energetiche: mentre la disponibilità di acqua tende a ridursi, aumenta al contempo il fabbisogno energetico necessario per captarla, trattarla e distribuirla.

4.2 Scenari energetici

La lettura complessiva degli scenari energetici a livello globale, di UE e nazionale, mette in luce un percorso di transizione comune e composto da tre pilastri: riduzione dei consumi di energia primaria, sostituzione delle fonti fossili con le rinnovabili ed elettrificazione dei consumi.

L'Agenzia Internazionale per l'Energia, nel suo World Energy Outlook (IEA, 2025b) delinea **la necessità di uno sforzo nel limitare i consumi globali attraverso il ricorso all'efficienza energetica, da realizzare soprattutto con una maggiore penetrazione dell'energia elettrica negli usi finali**. In questo quadro, nello scenario "Net Zero Emissions", il percorso coerente con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi richiede una riduzione dell'offerta globale di energia primaria pari in media allo 0,5% annuo rispetto ai livelli del 2024 (si veda fig. 4.1 a).

Parallelamente, il mix energetico è destinato a trasformarsi in modo significativo: le fonti rinnovabili sono chiamate a espandersi con un tasso di crescita annuo composto del 6,3%, trainato in particolare da solare (11,0%) ed eolico (8,9%), mentre anche il contributo del nucleare è previsto in aumento, con una crescita media del 3,5%.

Il quadro normativo UE per la transizione energetica e la neutralità climatica

Per dare attuazione ai target previsti dal Regolamento sul clima, con il pacchetto "Pronti per il 55%" la Commissione Europea ha previsto un insieme di interventi legislativi riguardanti i principali settori economici, tra cui la revisione del sistema per lo scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra (EU ETS), la creazione del Fondo europeo sul clima, nonché l'aggiornamento di una serie di strumenti legislativi, inclusa la Direttiva sull'efficienza energetica e la RED III. Gli obiettivi originariamente previsti sono stati rafforzati dal **piano RepowerEU**, volto a favorire **l'indipendenza energetica dell'Unione Europea** tramite sia una maggior diversificazione delle fonti di approvvigionamento energetico sia la promozione di energia pulita.

In particolare, per favorire la **transizione verso un'energia pulita**, la Direttiva sull'efficienza energetica del 2023 prevede **entro il 2030 la riduzione del 11,7% nel consumo di energia finale** rispetto alle previsioni di consumo per il 2030 formulate nel 2020, mentre la RED III prevede che, entro lo stesso termine, **il 42,5% del consumo energetico complessivo dell'UE dovrà essere costituito da fonti rinnovabili**.

Sono, poi, previste misure per ridurre le emissioni in diversi settori particolarmente inquinanti, come nei trasporti. Per quanto riguarda l'edilizia, **la Direttiva 2024/1275 in tema di prestazione energetica degli edifici stabilisce il raggiungimento entro il 2050 di un parco edilizio a emissioni zero**. Come visto precedentemente, un obiettivo importante per la riduzione dei consumi energetici in ambito idrico è posto dalla **Direttiva sul trattamento delle acque reflue urbane**, che richiede che **entro il 2045 gli impianti di depurazione delle acque reflue urbane che gestiscono un carico di 10.000 a.e. (abitanti equivalenti) o più diventino energeticamente neutri**.

La stessa traiettoria generale si ritrova negli scenari europei, ma con alcune differenze rilevanti che aiutano a comprendere meglio la natura della transizione. A livello mondiale la transizione deve accompagnare una domanda energetica ancora sostenuta dalla crescita economica e demografica, mentre in Europa si parte da un sistema già più efficiente, più elettrificato e con una maggiore presenza di fonti a basse emissioni. Per questo motivo, gli scenari europei mostrano

una riduzione più marcata dei consumi di energia primaria, ma una crescita relativamente meno intensa delle rinnovabili rispetto alla media globale.

ENTSO-E e ENTSO-G (2026), nello scenario "National Trends +", individuano per l'UE a 27 un percorso coerente con questa impostazione: maggiore contenimento dei consumi complessivi, progressiva sostituzione delle fonti fossili e ulteriore rafforzamento della componente elettrica del sistema energetico. In particolare, lo scenario prevede una riduzione dei consumi di energia primaria al 2050, a un tasso medio del -0,8% rispetto al 2023 e una più lenta ma pur sostanziale crescita delle fonti rinnovabili (+4,2% all'anno). Il diverso ritmo di crescita rispetto allo scenario mondiale non segnala una minore ambizione climatica, ma riflette due condizioni di partenza differenti: da un lato, un potenziale di crescita economica più contenuto rispetto alla media globale; dall'altro, una posizione iniziale già più avanzata nella diffusione delle tecnologie pulite (vedi Fig. 4.2a). **Il nucleare appare lo stesso in crescita**, anche se non comparabile con quella delle Fonti di Energia Rinnovabile (FER) (+0,7%)²⁵.

Delineata la direzione generale del cambiamento, di seguito si chiarisce attraverso quali tecnologie tale transizione dovrebbe realizzarsi. Gli scenari di decarbonizzazione non si limitano, infatti, a sostituire una fonte energetica con un'altra. Essi presuppongono una trasformazione simultanea del modo in cui l'energia viene prodotta, trasformata, trasportata, accumulata e consumata. In questa prospettiva, rinnovabili ed elettrificazione rappresentano il fulcro della transizione, mentre idrogeno, combustibili sintetici, biometano, cattura e stoccaggio della CO₂ e, in alcuni scenari, nucleare assumono un ruolo complementare per coprire gli usi finali più difficili da elettrificare e garantire flessibilità al sistema.

Nello scenario "Net Zero Emission" dell'IEA al 2050 una **quota del 5% dell'energia primaria sarebbe coperta dai combustibili fossili con abbattimento delle emissioni climalteranti tramite sistemi di cattura e sequestro del carbonio (CSC)**, rispetto a un totale del 16% coperto dalle fonti fossili. Lo sfruttamento dell'idrogeno e dell'ammoniaca come fonti energetiche primarie nel settore elettrico e calore (trasformazione) sarebbe molto limitato (1% del totale) e poco più rilevante nei settori finali (4%), per i quali è prevista una crescita dei consumi anche da fonti innovative di origine naturale (biometano e bioliquidi, per un totale del 6% dei consumi finali) o artificiale (2% da olio e metano sintetici).

L'apporto dell'idrogeno è ritenuto indispensabile, invece, per l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico e per i settori *hard-to-abate*. La molecola può essere utilizzata sia come vettore energetico che come combustibile e rappresenta un'opzione per coprire il fabbisogno di flessibilità elettrica, per sintetizzare *e-fuels* e per impieghi diretti negli usi finali dei settori industria, trasporti e civile. L'idrogeno verde, prodotto tramite l'elettrolisi dell'acqua con energia elettrica da fonti rinnovabili, è la principale soluzione per gestire l'eccesso di offerta da fonti rinnovabili su orizzonti temporali lunghi, complementare rispetto alle risorse di flessibilità giornaliera-settimanale rappresentate da accumuli (pompaggi e batterie), *vehicle-to-grid* (V2G) e gestione della domanda²⁶. **La produzione di idrogeno a basse emissioni**, che comprende la colorazione "verde" da rinnovabile oltre alle produzioni da nucleare e da fonti fossili con abbattimento, **dovrebbe salire dall'attuale valore di 0,7 Mt a 376 Mt al 2050** nello

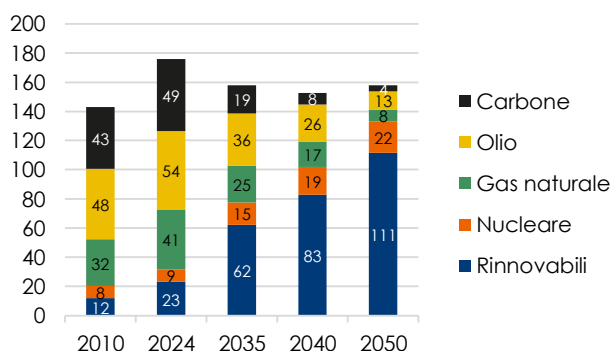
²⁵ In contrasto rispetto alla netta decrescita prospettata nella precedente versione degli scenari del TYNPD 2024.

²⁶ L'idrogeno può essere usato anche come combustibile in centrali termoelettriche appositamente trasformate per accoglierlo. La produzione di metano sintetico a partire da energia elettrica, invece, è la principale alternativa, che permette un uso del combustibile ottenuto direttamente nelle centrali termoelettriche esistenti. Anche il Power-to-Heat-to-Power rappresenta una possibile soluzione, prevedendo lo stoccaggio dell'eccesso di energia elettrica convertito in forma di energia termica attraverso l'utilizzo di serbatoi di acqua o sabbia.

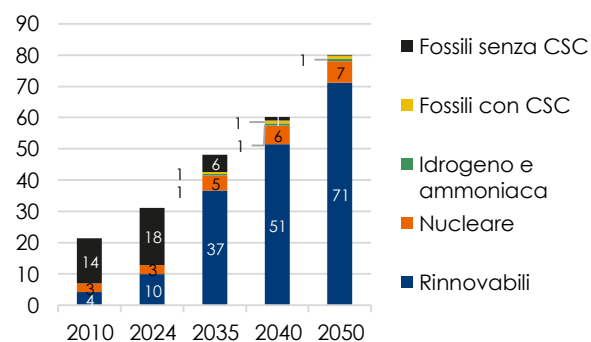
scenario "Net Zero Emission" dell'IEA e vedrebbe prevalere l'origine elettrolitica (81%²⁷). Nell'UE, scenario "National Trends +", è attesa una domanda di idrogeno verde di oltre 1.000 TWh al 2040 e quasi 1.700 TWh al 2050, la cui parte più consistente (64%) per usi finali, il 25% per la produzione di e-fuels liquidi e il 3% per la generazione elettrica. Il rimanente 8% sarebbe coperto dall'impiego per la produzione di ammoniaca, calore e metano.

Fig. 4.1 – Mix di energia primaria e mix elettrico nel mondo – Scenario "Net Zero Emissions" (IEA, WEO 2025)

a) Energia primaria (PWh)



b) Energia elettrica (PWh)



Note: CSC – Cattura e Sequestro del Carbonio. Fonte: elaborazioni Acea su IEA

La prevista crescita della quota elettrica nei consumi finali è il principale indicatore della trasformazione del sistema energetico, perché segnala il passaggio da consumi basati direttamente su combustibili fossili a consumi alimentati da elettricità progressivamente decarbonizzata. Questo processo interessa in particolare trasporti, riscaldamento, raffrescamento e industria leggera.

L'indice di penetrazione elettrica nei consumi finali è dato al 55% al 2050 nello scenario "Net Zero Emissions" dell'IEA, partendo dall'attuale 21%. Ciò richiederebbe un incremento della generazione elettrica a un tasso di variazione annuo del 3,7%. L'aumento dovrebbe essere soddisfatto soprattutto dalle fonti rinnovabili, chiamate non solo a coprire la nuova domanda, ma anche a sostituire progressivamente la generazione da fonti fossili. In termini di variazione complessiva tra 2024 e 2050, le rinnovabili contribuirebbero per il 125% all'incremento totale²⁸, il nucleare per l'8%, idrogeno e ammoniaca per il 2%, fossili con CSC per un ulteriore 2%, mentre le fonti fossili senza CSC vedrebbero il loro apporto drasticamente ridotto (vedi anche Fig. 4.1b).

Lo scenario "National Trends +" traccia per l'Unione Europea un **percorso di elettrificazione più lento, dall'attuale 22%²⁹ al 43% al 2050**, con una crescita del settore a un tasso composto del 2,1% (vedi anche Fig.4.2b)³⁰. Anche in questo caso, da un lato, la domanda elettrica crescerebbe in modo significativo; dall'altro, il suo aumento non basterebbe da solo a coprire tutti gli usi energetici finali. Per questo motivo, lo scenario europeo attribuisce un ruolo più rilevante rispetto alla media mondiale a molecole decarbonizzate, gas rinnovabili e combustibili sintetici. Alle fonti rinnovabili sarebbe richiesta la copertura dell'aumento dei volumi e, al

²⁷ Il restante 19% arriverebbe da combustibili fossili con CSC e residualmente da bioenergie e altro. Fonte: IEA, 2025b.

²⁸ Il contributo alla variazione totale è maggiore del 100% per compensare il calo della generazione da fonti fossili senza CSC.

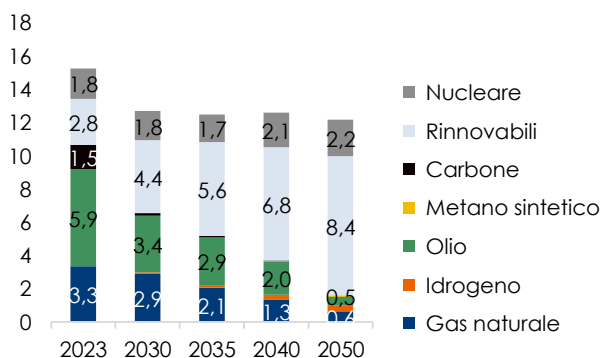
²⁹ Fonte: Eurostat per il 2024.

³⁰ Il Piano d'azione per l'elettrificazione dell'UE, che prevede il raggiungimento di un indice di penetrazione elettrica del 46% entro il 2040, è stato pubblicato il 17 luglio 2026. Vedi Electrification - European Commission.

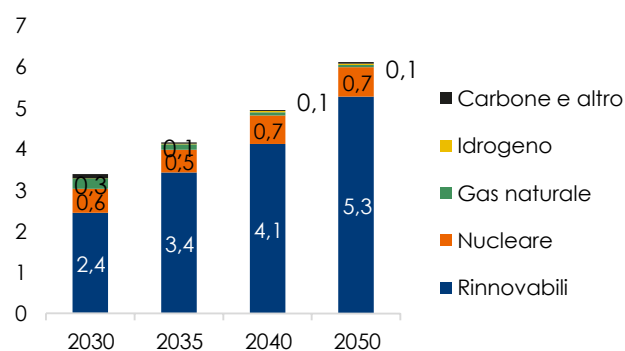
contempo, la compensazione del calo delle fonti fossili, con un contributo pari al 120% della variazione totale tra 2024 e 2050, mentre il nucleare risulterebbe solo in lieve aumento (2%). Il più basso contributo dell'energia elettrica rispetto agli scenari globali sarebbe compensato in buona parte da un maggiore ricorso all'idrogeno, pari all'11% della domanda per usi finali al 2050 contro il 3% mondiale, e al metano, sotto il quale sono compresi gas naturale, biometano e metano sintetico, pari all'11% contro il 7%.

Fig. 4.2 – Mix di energia primaria e mix elettrico nell'UE27 – Scenario “National Trends +” del TYNDP 2026

a) Energia primaria (PWh)



b) Energia elettrica (PWh)



Fonte: elaborazioni Acea su ENTSO-e e ENTSO-g

Il quadro italiano si inserisce in questa traiettoria. L'Italia parte da un livello di elettrificazione ancora contenuto, da una forte dipendenza dalle importazioni energetiche e da un sistema elettrico caratterizzato da un peso crescente delle rinnovabili. Gli scenari nazionali combinano obiettivi di elettrificazione, crescita delle fonti rinnovabili, sviluppo del Power-to-X³¹, possibile ricorso al nucleare e mantenimento di una quota residua di generazione termoelettrica con sistemi di abbattimento delle emissioni.

Le **ambizioni di elettrificazione per l'Italia contenute nel PNIEC sono di raggiungere il 27% al 2030**, da confrontare con il 22% del 2024³², con una quota del 63% del consumo interno lordo di energia elettrica da coprire con le rinnovabili, da confrontare con il 41% del 2024³³. L'obiettivo comporta, comunque, una sostanziale accelerazione rispetto al trend di lungo periodo (+0,2 pp ogni anno dal 1990, contro il +0,8 richiesto nei sei anni successivi).

Una prospettiva più a lungo raggio è offerta dalla *Strategia di lungo termine* (MATM-MiSE-MiPAAAF, 2021): per centrare gli obiettivi di decarbonizzazione completa sarebbe necessaria una percentuale di penetrazione elettrica nei consumi finali del 55% al 2050, da abbinare a una riduzione dei consumi primari del 21% (calcolato rispetto al 2024). Le soluzioni tecnologiche su cui la strategia fa affidamento sono una combinazione di fonti rinnovabili, idrogeno, Power-to-gas/heat/liquid e biometano lato generazione, oltre all'efficientamento energetico, soprattutto tramite elettrificazione, gestione della domanda ed economia circolare.

³¹ Con Power-to-X si indica l'insieme delle tecnologie che trasformano elettricità in altri vettori energetici o prodotti utilizzabili in settori. La "X" può includere, ad esempio, idrogeno, metano sintetico, combustibili liquidi, calore o prodotti chimici. In questo modo, l'energia elettrica può essere accumulata, trasportata o impiegata in usi finali industriali, nei trasporti e nella generazione di calore.

³² Fonte: elaborazioni su dati Eurostat.

³³ Fonte: elaborazioni su dati Eurostat.

Gli scenari congiunti Snam-Terna del 2024 e il contributo di Terna nel 2025

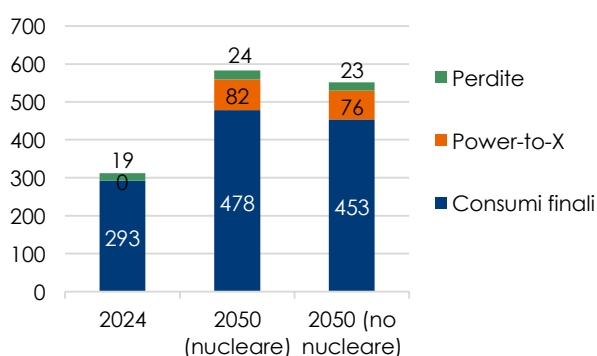
A livello nazionale, l'**elaborazione congiunta degli scenari da parte di Snam e Terna** discende dalle deliberazioni ARERA 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas, successivamente integrate dalla deliberazione 392/2024/R/com, che ha aggiornato il processo di costruzione dei **Documenti di Descrizione degli Scenari** (DDS). La versione più recente del DDS è datata 2024 e fornisce scenari coerenti con il PNIEC al 2030 e con il TYNDP 2024 al 2040 (Snam-Terna, 2024). Inoltre, Terna ha recentemente approfondito la dimensione di lungo periodo attraverso la pubblicazione di uno studio dedicato alle prospettive del sistema elettrico italiano al 2050 (Terna, 2025), contribuendo a delineare possibili assetti futuri in coerenza con gli obiettivi di neutralità climatica.

Le più recenti elaborazioni di scenario per il sistema italiano precisano ulteriormente questo quadro, mostrando che la decarbonizzazione al 2050 non dipende da una singola tecnologia, ma da un portafoglio di opzioni. In particolare, la crescita del solare rimane l'asse principale dell'espansione rinnovabile, mentre nucleare, Power-to-X, accumuli, importazioni, bioenergie e impianti termoelettrici con cattura della CO₂ contribuiscono a rafforzare sicurezza, adeguatezza e flessibilità del sistema.

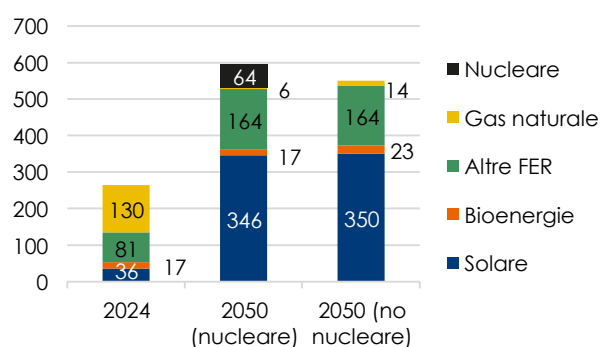
Queste soluzioni sono state indicate anche da Terna (2025), che ha, peraltro, fornito un **aggiornamento circa le prospettive del nucleare per la produzione elettrica**. L'opzione è stata introdotta nel PNIEC pubblicato nel 2024 senza, però, entrare nel relativo scenario di policy. Snam-Terna (2024) ha offerto, invece, un apposito scenario alternativo in cui la generazione termoelettrica arriva a coprire l'11% del fabbisogno elettrico al 2050, con l'installazione di 7,6 GW di piccoli reattori modulari a fissione (SMR) e 400 MW di impianti a fusione. In Terna (2025) lo scenario al 2050 con nucleare prevede l'installazione di un parco della potenza di 10 GW, con il quale sarebbe soddisfatta, comunque, la stessa percentuale del fabbisogno (vedi Fig. 4.3a). La quota più alta nel mix di produzione nazionale sarebbe coperta dal solare (58-62% a seconda della presenza o meno del nucleare), le altre rinnovabili arriverebbero al 30-36% e il rimanente 1-2% da gas naturale e altri fossili. Il 44-65% della generazione termoelettrica da gas e bioenergie avrebbe origine da impianti dotati di sistemi di cattura e stoccaggio del carbonio. L'Italia, inoltre, destinerebbe il 14% del fabbisogno alla produzione di idrogeno, metano sintetico, calore e altri e-fuels (Power-to-X), aumentando la produzione domestica di 2,1-2,3 volte rispetto al dato 2025 e mostrando, al contempo, una dipendenza dalle importazioni di energia elettrica dai paesi limitrofi simile (con nucleare) o in aumento (senza nucleare) rispetto al livello odierno, già tra i più elevati al mondo.

Fig. 4.3 – Fabbisogno e produzione nazionale di energia elettrica al 2050 – Scenario “PNIEC” (Terna)

a) Fabbisogno per impiego e perdite (TWh)



b) Produzione nazionale (TWh)



Note: Power-to-X si riferisce a consumi elettrici destinati a produrre vettori energetici derivati (idrogeno, combustibili sintetici, calore), anche riconvertiti in energia elettrica. Fonte: elaborazioni Acea su dati Rapporto mensile Terna (gennaio 2025) e da Terna (2025)

Nel complesso, la transizione energetica al 2050 richiede una forte riduzione dell'intensità energetica dell'economia, una vigorosa crescita delle fonti rinnovabili, una maggiore

elettrificazione degli usi finali e il ricorso a tecnologie complementari per garantire flessibilità, sicurezza e copertura degli usi più difficili da decarbonizzare. Le differenze tra i tre livelli geografici analizzati non alterano il quadro generale, specificandone le condizioni di attuazione.

4.3 Criticità legate alla decarbonizzazione per il settore idrico

Il settore idrico e quello energetico sono legati da una relazione di crescente interdipendenza: l'acqua è necessaria per numerosi processi energetici, mentre l'energia è indispensabile per il prelievo, il trattamento, la distribuzione e il riuso della risorsa idrica. In questo contesto, la transizione energetica avrà effetti profondi sul comparto idrico. Il mutamento del mix energetico, l'elettrificazione dei processi e la progressiva sostituzione delle fonti fossili con quelle rinnovabili influenzeranno infrastrutture, tecnologie e modelli gestionali, con implicazioni che si estenderanno alla governance, all'equità sociale, all'economia del settore e alla sostenibilità ecosistemica. Le pagine che seguono analizzano le principali criticità che tale processo di decarbonizzazione può generare per il sistema idrico nel lungo periodo.

Oltre all'energia elettrica, che rappresenta la principale forma di energia utilizzata nel ciclo idrico in quasi tutti i paesi, permangono ambiti nei quali altre forme di energia rivestono un ruolo rilevante: è il caso della depurazione, della dissalazione termica, del pompaggio a uso agricolo e dei processi di cogenerazione, nei quali hanno rilievo energia termica, biogas e combustibili fossili.

La tabella 4.1 evidenzia come gli usi energetici del settore idrico siano riconducibili a cinque grandi categorie: usi elettrici, usi termici da vapore o calore, impieghi di combustibili fossili, fonti rinnovabili e recuperi di energia. Gli usi elettrici interessano pressoché tutte le principali fasi del ciclo idrico, dal pompaggio alla distribuzione, dal trattamento alla depurazione. In un sistema elettrico progressivamente decarbonizzato, tali impieghi non configurano una criticità strutturale.

Maggiori elementi di attenzione emergono invece per gli usi termici e per quelli alimentati da fonti fossili (Cousins et al., 2024). La dissalazione termica, il riscaldamento dei digestori e alcune configurazioni di cogenerazione dipendono da apporti di calore che, se prodotti da fonti fossili, risultano esposti agli obiettivi di riduzione delle emissioni. Analoga criticità riguarda applicazioni ancora alimentate da gasolio o gas naturale, come nel caso di alcune pompe agricole o di processi di dissalazione termica. In questa prospettiva, i processi che oggi dipendono da calore o vapore di origine fossile devono essere gradualmente riconvertiti verso calore da cogenerazione alimentata da fonti non fossili, o sostituiti da tecnologie elettriche ad alta efficienza, coerenti con la crescente elettrificazione di acquedotti e depurazione. Allo stesso tempo, l'eliminazione dell'uso di gasolio nel pompaggio agricolo è legata all'espansione dell'elettrificazione rurale. Infine, la progressiva riduzione del gas naturale nella dissalazione termica si inserisce nelle più ampie trasformazioni della transizione energetica, che comportano un ripensamento delle infrastrutture e la sostituzione di tecnologie ad alta intensità energetica.

Per contro, le fonti rinnovabili termiche e i recuperi energetici sono implicati in diverse fasi del ciclo idrico. Il biogas da digestione anaerobica dei fanghi, il calore geotermico, il solare termico e la generazione elettrica da recupero energetico sono soluzioni già oggi adottate a livello globale.

Tab. 4.1 – Usi energetici nel settore idrico e criticità legate alla decarbonizzazione al 2050

Categoria	Esempi di utilizzo	Fonte di energia	Criticità
Usi elettrici	Pompaggio, trattamento, depurazione, dissalazione a membrane, distribuzione, sollevamento, aerazione	Energia elettrica	No
Usi termici da vapore/calore	Dissalazione MSF/MED ³⁴	Calore/vapore	Sì, se derivati da fonte fossili
	Riscaldamento digestori Cogenerazione	Calore da cogeneratori Impianti di dissalazione integrati a centrali elettriche utilizzano calore residuo per distillazione	
Fossili	Pompe agricole Dissalazione termica	Gasolio Gas naturale	Sì
Rinnovabili	Depurazione	Biogas prodotto <i>in-situ</i> da digestione anaerobica dei fanghi per generazione elettrica e termica autoconsumata	No
	Processi idrici/depurativi	Calore geotermico	No
	Digestori, dissalazione	Solare termico (integrazione)	No
Altri recuperi di energia	Diversi	Energia elettrica generata recuperando energia da effluenti o condotte (turbine, osmosi ritardata da pressione, mini-idroelettrico)	No

Fonte: elaborazione degli autori

4.4 Il nesso acqua-energia: scenari, prospettive e rischi

Questa sezione, in continuità con l'analisi proposta nel capitolo 2, adotta una prospettiva di lungo periodo per esaminare come il cambiamento climatico possa modificare le interazioni tra acqua ed energia. L'analisi si sviluppa lungo due direttrici: da un lato la diminuzione dei deflussi, l'aumento dell'evaporazione e la maggiore variabilità delle precipitazioni pongono dei rischi per la produzione idroelettrica; il riscaldamento delle acque e la scarsità stagionale aggravano i vincoli per gli impianti termoelettrici, che necessitano di acqua per il raffreddamento, riducendone l'efficienza e aumentando il rischio di limitazioni operative. Dall'altro, l'aumento della competizione tra usi idrici (agricoltura, uso urbano e industria) amplifica le pressioni sul sistema energetico, specie nelle regioni mediterranee e aride, dove la scarsità idrica è attesa in forte crescita: in diversi contesti la minore disponibilità d'acqua genera già variazioni nella produzione elettrica, spingendo verso sostituzioni tecnologiche più idro-indipendenti e talvolta verso costi energetici maggiori.

In questo contesto, il punto di partenza è incoraggiante: come già evidenziato nei capitoli precedenti, la decarbonizzazione del sistema energetico ha già contribuito a ridurre i prelievi idrici del settore energetico europeo. Il merito principale va all'espansione del solare fotovoltaico e dell'eolico, tecnologie che richiedono quantità trascurabili d'acqua: il fotovoltaico ne utilizza marginalmente solo per la pulizia periodica dei pannelli, mentre la generazione eolica non ne richiede affatto in fase operativa (Lohrmann et al. 2021; Hidalgo González et al. 2025). Il confronto con il termoelettrico è netto: la generazione tradizionale da combustibili fossili utilizza per la propria operatività da 10 a 75 volte più acqua rispetto al solare e all'eolico (European Parliamentary Research Service, 2025). È necessario, tuttavia, segnalare che, di per sé, ridurre la quota di generazione termoelettrica non garantisce automaticamente minori consumi o prelievi,

³⁴ Multi-Stage Flash (MSF) e Multiple-Effect Distillation (MED) sono tecnologie di dissalazione termica. La MSF produce acqua dolce attraverso evaporazione in più stadi a pressione decrescente, mentre la MED sfrutta una serie di effetti successivi in cui il calore del vapore viene riutilizzato da uno stadio al successivo, aumentando l'efficienza termica del processo.

poiché i consumi unitari per MWh prodotto possono crescere all'aumentare della taglia media degli impianti (Lohrmann et al. 2023), e l'espansione di tecnologie come idroelettrico e le bioenergie può comportare un ulteriore incremento dell'intensità idrica complessiva del sistema (Lohrmann et al. 2023).

Il quadro diventa più articolato quando si considerano le altre tecnologie della transizione come appunto l'idroelettrico³⁵ che, pur essendo rinnovabile, presenta la più elevata impronta idrica del settore elettrico europeo: nel 2015 era responsabile del 61,5% dell'impronta idrica complessiva, con un consumo idrico che può arrivare a 68 m³ per MWh generato, vale a dire fino a 21 volte quella di una centrale nucleare dotata di torri di raffreddamento (Lohrmann et al. 2021). L'espansione dell'idroelettrico in alcuni scenari di transizione accelerata può, però, annullare e superare i risparmi idrici ottenuti dalla dismissione delle centrali fossili: in cinque delle venti regioni europee analizzate, l'adozione di un sistema elettrico 100% rinnovabile comporterebbe un aumento dell'impronta idrica del settore del 14% in media, per via delle nuove capacità idroelettriche previste in Austria, Ungheria, Svezia, Islanda e nei Balcani occidentali (Lohrmann et al. 2021). La distinzione tra prelievo e consumo è qui cruciale: circa due terzi del consumo idrico dell'idroelettrica deriva dall'evaporazione dai bacini artificiali, che sono per loro natura risorse multiuso (irrigazione, fornitura idrica, navigazione) e la cui imputazione esclusiva al settore energetico rappresenta un limite metodologico ancora irrisolto (Hidalgo González et al. 2025).

Il nucleare, trattato anche nel capitolo 2, costituisce la seconda voce di consumo idrico nel mix elettrico europeo con il 19,4% del totale del settore nel 2015 per una ragione termodinamica strutturale: soltanto un terzo del calore prodotto dalla fissione si converte in elettricità, mentre i due terzi restanti devono essere ceduti all'ambiente attraverso l'acqua di raffreddamento, che funge da heat sink (Gutting et al. 2025; Lohrmann et al. 2021). La dipendenza dall'acqua genera due distinte vulnerabilità al clima. La prima è la scarsità: serve una quantità minima di acqua per poter far funzionare la centrale. Un esempio è quello della centrale rumena di Cernavodă, quando nel 2003 il livello del Danubio scese da 7 a 3 metri e le pompe di raffreddamento non riuscirono ad attingere alla risorsa, costringendo l'impianto a uno shutdown di un mese (Gutting et al., 2025). La seconda è l'inquinamento termico: nel 2022 diversi impianti europei ridussero la produzione perché la temperatura dello scarico superava i limiti normativi a protezione degli ecosistemi fluviali, determinando un'intermittenza di natura regolamentare che contraddice il vantaggio di affidabilità attribuito al nucleare rispetto alle rinnovabili non programmabili (Gutting et al., 2025). Episodi analoghi continuano a manifestarsi anche negli anni più recenti: durante le ondate di calore del 2026, ad esempio, alcune centrali francesi hanno dovuto adattare o ridurre temporaneamente la produzione per rispettare i limiti imposti sulla temperatura dei corsi d'acqua e contenere gli impatti sugli ecosistemi acquatici. Le autorità di regolazione francesi sottolineano inoltre come canicola e siccità rappresentino ormai una sfida crescente per l'esercizio degli impianti nucleari, sia sotto il profilo della disponibilità della risorsa idrica sia sotto quello del rispetto dei vincoli ambientali ASNR (2026), EDF (2026). Se quello francese non è stato un caso isolato solo all'ultima estate, le temperature estreme che si sono raggiunte nell'Europa continentale hanno scatenato anche un'importante crisi idrica sul Danubio. In Romania, Nuclearelectrica ha fermato l'Unità 2 di Cernavodă a causa del persistente abbassamento del livello del Danubio (Nuclearelectrica, 2026) e per lo stesso motivo in Ungheria la centrale di Paks ha subito limitazioni operative (Hungarian Atomic Energy Authority (HAEA), 2026).

Le proiezioni confermano che entrambe le vulnerabilità si intensificheranno in tutti gli scenari di riscaldamento e senza eccezioni geografiche (European Parliamentary Research Service, 2025): il tasso globale di interruzioni operative legate al clima è già salito da 0,2 a 1,5 eventi per impianto

³⁵ Si rimanda il lettore al capitolo 2 per una trattazione dell'idroelettrico.

all'anno nell'ultimo decennio, con perdite di produzione di energia da parte del parco nucleare mondiale stimate tra lo 0,8 e l'1,4% entro il 2050 e tra l'1,4 e il 2,4% entro il 2080 (Ahmad, 2021).

A fronte di queste vulnerabilità, tuttavia, gli interventi sulle tecnologie di raffreddamento offrono margini di riduzione significativi: dalle soluzioni dry e hybrid al retrofit delle torri di raffreddamento e al radiative cooling, è possibile ottenere riduzioni dei prelievi e dei consumi idrici comprese tra il 25% e oltre il 90% (Nazar, 2020 e Coşkun Dilcan e Aydınlı Koksallı, 2026).

Le tecnologie più critiche per il nesso acqua-energia al 2050 sono quelle oggi ancora in fase di dispiegamento su scala, come l'idrogeno verde e le applicazioni Power-to-X, che sono accomunate da una caratteristica che le distingue sia dal termoelettrico sia dalle rinnovabili a basso impatto idrico: la produzione di idrogeno tramite elettrolisi richiede acqua ad alta purezza come materia prima della reazione e non la reimmette nel ciclo idrologico, rendendo il consumo idrico un fattore intrinseco e non recuperabile (Hidalgo González et al. 2025). Come riportato nel box del Capitolo 2, ogni chilogrammo di idrogeno verde prodotto richiede circa 9 litri d'acqua dolce, valore stechiometrico da considerare come minimo teorico (Fonseca et al., 2021), che non include purificazione, raffreddamento e perdite. Nella pratica il valore sale a 10-22 L/kg (Bilto e Uyar, 2026), che è, comunque, contenuto rispetto ai 20-30 litri necessari all'idrogeno grigio da reforming del metano e all'idrogeno blu (Lakshmikanth et al. 2025), ma rilevante nelle regioni già in scarsità idrica strutturale; sistemi a ciclo chiuso possono portare il tasso di riuso fino al 90%, e l'integrazione con impianti di dissalazione a energia solare consente di abbattere il prelievo di acqua dolce del 30-50% nelle aree aride, spostando il consumo verso l'acqua marina dove la risorsa costiera è disponibile (Lakshmikanth et al. 2025; Adebisi et al. 2023).

Le stesse implicazioni idriche si estendono a tutte le filiere Power-to-X come i combustibili sintetici, metano sintetico, calore, per le quali la domanda dell'elettrolisi costituisce il livello minimo, a cui si sommano i fabbisogni delle fasi di sintesi successive. A questo si aggiunge la dimensione della localizzazione: idrogeno, Power-to-X e cattura e stoccaggio del carbonio presentano vincoli di sito che rendono la scelta del luogo un elemento strategico, non riducibile alla sola disponibilità di energia rinnovabile; la produzione di idrogeno dipende contestualmente da disponibilità e qualità dell'acqua e dalla presenza di infrastrutture adeguate (Yolcan, 2026); i sistemi Power-to-X richiedono in aggiunta accesso alla CO₂ e un mix ottimale vento-solare (Ambrose et al., 2026, Langenmayr et al., 2025 e Pfennig et al., 2023), mentre la CSC presenta un'impronta idrica propria, significativa specie nelle tecnologie a cattura amminica e nei sistemi a biomasse (Rosa et al., 2020, Merschmann et al., 2013). La localizzazione degli impianti deve pertanto valutare contestualmente disponibilità idrica locale, stress idrico regionale e soluzioni integrative come il CO₂ - Enhanced Water Recovery (EWR), capace di recuperare acqua dai flussi di CO₂ catturata riducendo il prelievo netto.

Quanto alla scala del fenomeno, nello scenario "Net Zero Emissions" dell'IEA la produzione globale di idrogeno a basse emissioni dovrebbe raggiungere 376 Mt annui al 2050, con l'81% di origine elettrolitica; nell'UE la domanda supererà i 1.700 TWh al 2050 (cfr. Par 4.2), per un fabbisogno idrico implicito di circa 460 milioni di m³ annui, meno dell'1% dei prelievi attuali del settore energetico europeo (Hidalgo González et al., 2025). Il dato aggregato, tuttavia, non esaurisce la valutazione degli impatti idrici. L'acqua impiegata nell'elettrolisi costituisce un input chimico del processo e viene sottratta localmente alla disponibilità del bacino in cui avviene la produzione. Sebbene l'idrogeno, nel successivo utilizzo, per esempio in celle a combustibile o combustione, produca acqua come sottoprodotto, tale restituzione non coincide necessariamente con un recupero locale e utile della risorsa: la possibilità di valorizzarla dipende dalla localizzazione dell'uso finale, dalla qualità dell'acqua generata, dai trattamenti richiesti e dalla sua effettiva riutilizzabilità. Queste considerazioni sono sintetizzate nella tabella 4.2.

Tab. 4.2 – Transizione energetica e risorsa idrica: sfide chiave e soluzioni al 2050

Tema	Criticità	Possibili soluzioni
Cambiamento climatico	Alterazione dei regimi idrologici, maggiore frequenza e intensità di siccità e ondate di calore, crescente variabilità stagionale delle portate e riduzione dell'affidabilità della risorsa idrica per idroelettrico e raffreddamento termoelettrico	Pianificazione integrata acqua-energia-clima, stress test climatici per impianti e bacini, diversificazione geografica e tecnologica del parco di generazione, maggiore ricorso a sistemi di accumulo e soluzioni di adattamento idrico
Domanda di energia (trasformazione e usi finali)	Elettrificazione degli usi finali e conseguente aumento del fabbisogno elettrico. Crescita dei picchi estivi legati al raffrescamento	Efficienza energetica. Gestione attiva della domanda, demand response
Offerta di energia (mix delle fonti)	Variazione mix energetico. Crescita del fattore d'uso idrico del settore termoelettrico	Crescita dell'offerta da rinnovabili a bassa impronta idrica (eolico e solare fotovoltaico). Retrofit impianti esistenti e nuovi impianti con sistemi di raffreddamento a basso consumo idrico, riuso di acque reflue trattate e criteri localizzativi coerenti con la disponibilità della risorsa
Nuove tecnologie	Nuovi fabbisogni idrici da idrogeno, Power-to-X, sistemi di cattura e sequestro del carbonio (CSC)	Localizzazione impianti presso fonti idriche adeguate e senza competizione per altri usi (es. siti costieri marini)

Fonte: elaborazione degli autori

Il messaggio che emerge è che la scelta tecnologica è anche e inevitabilmente una scelta idrica

(Tabella 4.3). Solare ed eolico allentano il nesso; idroelettrico, nucleare, idrogeno verde e Power-to-X lo mantengono o lo intensificano in modi e luoghi diversi. Nel caso dell'idroelettrico, i consumi idrici più elevati sono generalmente associati agli impianti a bacino situati nelle aree tropicali, dove le perdite per evaporazione sono maggiori. Il rischio non è, però, geograficamente uniforme: nei Balcani occidentali, in Svezia, Austria e Ungheria è l'espansione dell'idroelettrico a spingere l'impronta idrica verso l'alto, mentre la Penisola iberica e il Mediterraneo, dove l'idroelettrico non è previsto in espansione rilevante, affrontano un rischio idrico di natura diversa, legato alla produzione di idrogeno verde e ai sistemi CSC in aree già strutturalmente in scarsità (Lohmann et al., 2021; Hidalgo González et al., 2025).

Tab. 4.3 – Riassunto delle tecnologie e loro criticità rispetto al consumo idrico

Tecnologia	Criticità idrica
Solare fotovoltaico	Bassa
Eolico	Bassa
Idroelettrico	Alta
Termoelettrico (fossili/gas)	Alta
Nucleare	Alta
Bioenergie	Media
Idrogeno verde (elettrolisi)	Media
Power-to-X (e-fuels, metano sintetico, calore)	Media
CCS	Alta

Fonte: elaborazione degli autori

La sintesi proposta evidenzia, quindi, che l'impatto idrico della transizione non dipende dalla decarbonizzazione in sé, ma dalla composizione del mix tecnologico, dalla localizzazione degli impianti e dalla capacità di integrare i vincoli idrici nella pianificazione energetica. **Il percorso di decarbonizzazione che emerge dagli scenari energetici è compatibile con l'esigenza di contenere l'impronta idrica delle attività umane.** Perché questa compatibilità si realizzi, tuttavia, le strategie energetiche devono tenere conto in modo esplicito dell'interdipendenza tra sistema energetico e sistema idrico, sia sul piano geografico sia su quello temporale.

L'affidabilità del sistema elettrico dipende fortemente dalla disponibilità e stagionalità idrica.

Livelli di invaso, cicli stagionali, siccità e temperature dei corpi idrici influenzano la produzione idroelettrica, il funzionamento degli impianti termoelettrici e, più in generale, la capacità del sistema di rispondere ai picchi di domanda e agli eventi estremi. A ciò si aggiunge la dimensione territoriale: i flussi acqua-energia, reali e virtuali, collegano aree anche molto distanti tra loro, trasferendo rischi e vulnerabilità da un territorio all'altro. La sicurezza energetica e quella idrica

non possono, quindi, essere affrontate separatamente, ma richiedono pianificazione integrata, ottimizzazione multi-obiettivo e gestione adattiva dei bacini.

La disponibilità di acqua è già oggi un fattore critico per gli equilibri del sistema elettrico e tale rilevanza è destinata ad aumentare. La letteratura evidenzia, in particolare, quattro profili di attenzione: la possibile riduzione del ruolo dell'idroelettrico come principale leva di flessibilità del sistema (Paltan et al., 2021), l'aumento dei costi associati alla capacità di bilanciamento (Szinai et al., 2024), la maggiore vulnerabilità degli impianti termoelettrici ai vincoli idrici e termici (Wang et al., 2025, Chen et al., 2026), nonché l'intensificarsi della competizione per l'acqua tra usi alternativi, con possibili effetti sulla capacità di risposta del sistema energetico (Zhao et al., 2026). In questo contesto, l'espansione della capacità di accumulo elettrico diverso dal pompaggio può essere considerata una necessità per compensare una ridotta disponibilità idrica. In linea con questi risultati, Awais et al. (2024) evidenziano che i vincoli idrici e gli impatti climatici devono essere considerati congiuntamente nella pianificazione energetica, poiché influenzano direttamente la disponibilità delle risorse e le scelte tecnologiche del sistema elettrico.

Un punto particolarmente rilevante riguarda gli strumenti con cui vengono elaborati gli scenari energetici. **I modelli oggi più utilizzati non sempre sono progettati per rappresentare congiuntamente la sicurezza del sistema energetico e quella del sistema idrico.** Nella maggior parte dei casi, il nesso acqua-energia è trattato in modo parziale: con parametri semplificati, vincoli statici, limitata granularità spazio-temporale e, spesso, senza dinamiche idrologiche realistiche né meccanismi di retroazione tra i due sistemi. Ne consegue che rischi e vulnerabilità del nexus risultano solo parzialmente visibili, con il rischio di produrre scenari poco utili alla pianificazione effettiva. La letteratura più recente evidenzia, infatti, la necessità di superare l'approccio settoriale tradizionale mediante strumenti di pianificazione integrata. In questa direzione, il modello NEST è stato sviluppato proprio per rappresentare simultaneamente le decisioni di allocazione delle risorse e di espansione infrastrutturale nei sistemi acqua-energia-terra, mostrando come una modellazione esplicita delle interdipendenze possa ridurre il rischio di vincoli non previsti e vulnerabilità sistemiche (Vinca et al., 2020).

La letteratura disponibile consente di ricondurre tali limiti a tre principali famiglie di modelli. I modelli energetico-economici rappresentano il nesso in modo aggregato e top-down: risultano utili per cogliere interazioni di lungo periodo tra settori, ma semplificano in misura significativa i vincoli locali, la disponibilità idrica effettiva e i feedback fisici tra acqua ed energia. I modelli di espansione della capacità incorporano il nexus attraverso parametri tecnologici e vincoli nell'ottimizzazione degli investimenti: permettono di analizzare i trade-off tra costi, tecnologie e risorse, ma tendono a descrivere il sistema idrico in modo statico o solo parzialmente integrato. I modelli di sistema elettrico, infine, mostrano in generale la performance più debole rispetto al nexus, poiché privilegiano dispacciamento, mercati e funzionamento operativo della rete, trattando i vincoli idrici come elementi esogeni e fortemente semplificati (Niet et al., 2022).

A questi limiti si aggiungono alcune criticità ricorrenti. In molti casi la disponibilità d'acqua è assunta come illimitata oppure rappresentata tramite vincoli costanti nel tempo, con il rischio di sottostimare gli effetti degli eventi estremi (Mapes e Larsen, 2023), delle crisi idriche e dell'evoluzione tecnologica in settori particolarmente idro-esigenti, come l'idrogeno (Walter et al., 2025) o la cattura e sequestro del carbonio (Mapes e Larsen, 2023). Anche lo stress idrico locale e la stagionalità sono spesso trascurati, a causa di una risoluzione spazio-temporale troppo aggregata (Mounir et al., 2021, Javanmardi et al., 2025). Un'ulteriore criticità riguarda il settore idroelettrico, che viene frequentemente trattato in modo analogo al termoelettrico, attraverso fattori di capacità fissi, senza adeguata rappresentazione dei livelli di invaso, della loro dinamica stagionale e della competizione con altri usi della risorsa idrica (Rheinheimer et al., 2023).

Più efficaci risultano i modelli che non trattano l'acqua come semplice vincolo esterno ma integrano cicli idrologici, disponibilità idrica stagionale e interannuale, interazioni tra sistema

elettrico e gestione dell'acqua, rischi congiunti. Alcune applicazioni recenti offrono indicazioni utili in questa direzione.

- **Scenari co-ottimizzati per il bacino del Fiume Giallo (Cina).** Il modello utilizzato da Gou et al. (2025) collega il modulo elettrico e quello idrico in un'unica piattaforma, con vincoli idrologici, rischi climatici e feedback bidirezionali. La capacità elettrica è vincolata ai livelli d'acqua reali, evitando sovrainvestimenti in unità termoelettriche in regioni aride e redistribuendo acqua verso settori ritenuti critici. Riduce, inoltre, i rischi e i conflitti locali.
- **Scenari partecipativi per il mix elettrico di Ghana e Burkina Faso.** Energia e acqua sono modellizzate insieme in Hoff et al. (2023), con stakeholder che definiscono le scelte sull'uso idroelettrico, la gestione della siccità e i flussi minimi vitali. Il modello permette di identificare le configurazioni elettriche che non consumano acqua nei periodi di stress idrico, garantendo, comunque, la produzione elettrica.
- **Percorsi di transizione per città ad alta dipendenza idrica (Cina).** In questo caso (Han et al., 2025), l'elaborazione modellistica parte dal presupposto di dover fornire alternative di governance in diverse fasi per evitare crisi idriche. Gli scenari analizzano simultaneamente domanda energetica, consumi e prelievi idrici. Considerati anche i contributi di rinnovabili, cattura e sequestro del carbonio, waste-to-energy (WTE).

Applicazioni di questo tipo mostrano con chiarezza il valore di un approccio realmente integrato.

Considerare insieme fabbisogno energetico e disponibilità idrica consente, ad esempio, di evitare che la domanda di flessibilità del sistema elettrico superi la capacità effettiva dei bacini di fornirla, di disegnare traiettorie di penetrazione delle rinnovabili coerenti con i cicli idrologici e di orientare gli investimenti verso soluzioni più robuste rispetto ai vincoli fisici del territorio. In prospettiva, approcci di questo genere possono anche supportare l'introduzione di funzioni di equilibrio capaci di esplicitare il compromesso accettabile tra efficienza economica, resilienza del sistema ed equità nell'allocazione della risorsa idrica.

5. Nuove tecnologie e nuove strategie di gestione per affrontare il nesso acqua-energia

Nel quadro di interdipendenza tra sistemi idrici ed energetici, delineato nei capitoli precedenti, caratterizzato da vincoli fisici più stringenti, forte pressione sugli investimenti e necessità di garantire continuità e resilienza del servizio, emerge con chiarezza come le leve tradizionali di intervento non siano più sufficienti. **Il quadro delineato mostra come ignorare l'interdipendenza acqua-energia amplifichi rischi e costi lungo l'intero ciclo idrico:** quando l'energia diventa più cara e instabile, ogni inefficienza idrica (perdite, sovrappressioni, processi non ottimizzati) si traduce immediatamente in extra consumi e, quindi, in vulnerabilità economica. Ne deriva un messaggio chiave: **la resilienza non è solo "ridondanza" infrastrutturale, ma anche capacità di adattamento operativo e miglioramento continuo delle performance.**

A cura di Acea

L'ottimizzazione delle infrastrutture esistenti, la riduzione delle inefficienze e la capacità di adattamento operativo diventano elementi centrali per affrontare la transizione, soprattutto in un contesto segnato da maggiore variabilità climatica e incertezza sulle risorse disponibili.

In questo scenario l'innovazione digitale si afferma non come un fattore accessorio, ma come una vera e propria infrastruttura abilitante del nesso acqua-energia. Sensori, sistemi di monitoraggio in tempo reale, piattaforme di analisi avanzata e modelli previsionali consentono di leggere in modo integrato le prestazioni idriche ed energetiche di reti e impianti, intervenendo in modo più tempestivo ed efficace lungo l'intera filiera. Tuttavia, il valore della digitalizzazione non risiede nella sola adozione di strumenti tecnologici. **Il pieno potenziale del digitale si esprime, infatti, solo quando dati eterogenei e ad alta frequenza vengono trasformati in informazioni affidabili e azionabili, capaci di supportare decisioni operative e strategiche:** dalla gestione intelligente delle pressioni per ridurre le perdite idriche, all'ottimizzazione dei cicli di pompaggio in funzione dei consumi energetici, fino alla pianificazione del riuso delle acque reflue in chiave di efficienza e resilienza. In quest'ottica, l'integrazione tra tecnologie digitali, servizi avanzati e competenze nella gestione del dato diventa una condizione indispensabile per passare da una logica reattiva a una gestione proattiva e predittiva dei sistemi idrico-energetici.

La traiettoria di risposta si fonda su due pilastri complementari. Da un lato, innovazione di processo e di impianto (efficientamento elettromeccanico, ottimizzazione del trattamento, recupero di energia e risorse, soluzioni per il riuso); **dall'altro, innovazione digitale come strumento abilitante** (misure in continuo, modelli previsionali, controllo avanzato) per trasformare dati in decisioni rapide e mirate. Insieme, questi elementi permettono di intervenire dove l'impatto è massimo: ridurre la domanda energetica, stabilizzare i costi operativi e aumentare affidabilità e continuità del servizio.

Alla luce di quanto sopra esposto, i casi studio presentati in questo capitolo si concentrano su un insieme di tecnologie e soluzioni operative che agiscono direttamente sul nesso acqua-energia. L'attenzione è rivolta sia a innovazioni di processo e di impianto, sia a strategie gestionali e digitali, accomunate dall'obiettivo di ridurre i fabbisogni energetici del ciclo idrico e, al contempo, la dipendenza della produzione energetica dalla risorsa idrica. I casi selezionati si collocano lungo traiettorie oggi riconosciute come abilitanti del nesso.

La tabella seguente fornisce i casi studio selezionati, riportando il **problema** oggetto di analisi, la **soluzione** adottata e lo **stato di sviluppo della tecnologia**. Sebbene operino in contesti differenti, le soluzioni considerate sono accomunate dalla capacità di incidere sul nesso acqua-energia attraverso il miglioramento dell'efficienza, della resilienza e della sostenibilità dei sistemi. **I casi studio illustrano approcci tecnologici diversi,** evidenziando come innovazione e gestione avanzata possano rappresentare strumenti efficaci per mitigare le criticità associate all'utilizzo congiunto delle risorse idriche ed energetiche. Nei paragrafi successivi ciascun caso verrà approfondito, descrivendone nel dettaglio le caratteristiche, i meccanismi di funzionamento e i principali benefici conseguibili.

Tab. 5.1 – Casi di studio

Use Case	Descrizione
Digitalizzazione e gestione predittiva della rete idrica	Progetto per digitalizzare la rete idrica e abilitarne una gestione predittiva, attraverso distrettualizzazione, smart metering, sensoristica e piattaforme digitali integrate . L'obiettivo è rafforzare il monitoraggio della rete per migliorare la capacità di prevenzione delle criticità e la riduzione delle perdite, generando una riduzione dei costi energetici attraverso la diminuzione dei volumi movimentati
Riduzione delle perdite idriche e digitalizzazione della rete	Progetto realizzato per abilitare una gestione intelligente della rete idrica, attraverso distrettualizzazione, sensoristica avanzata e monitoraggio in tempo reale. Cuore dell'iniziativa è la tecnologia Pydro , in grado di monitorare il flusso idrico, autoalimentata e priva di batteria . Permette di individuare tempestivamente anomalie, ridurre le perdite e aumentare l'efficienza operativa. La diminuzione delle perdite equivale alla riduzione dei consumi energetici
Telecontrollo e innovazione	Realizzazione di sistemi chiavi in mano tramite sviluppo di una piattaforma di telecontrollo, automazione, IoT e analisi dati che integra reti, impianti e consumi energetici in un unico ambiente operativo, con strumenti anche per il monitoraggio di anomalie e ottimizzazione delle performance (sia da un punto di vista dei consumi idrici che di quelli energetici)
Tecnologia per il trattamento delle acque reflue	Oblysis è una tecnologia per il monitoraggio dei depuratori e per la riduzione dei costi di gestione, che consente di ottimizzare il trattamento biologico, ridurre i consumi energetici , i fanghi e i reagenti chimici
Tecnologie per le torri di raffreddamento	Insieme di soluzioni hardware per il recupero del <i>plume</i> ³⁶ e software per l' ottimizzazione dell'esercizio delle torri evaporative presenti prevalentemente nel settore della generazione elettrica, con l'obiettivo di ridurre consumi idrici ed energetici. Tecnologia diffusa in USA ed Europa (inclusa l'Italia)
Hybrid cooling (raffreddamento ibrido wet/dry)	Sistema di raffreddamento che combina due modalità: un ramo a secco (air-cooled condenser) e uno evaporativo, per bilanciare risparmio idrico e prestazioni termodinamiche negli impianti a ciclo vapore . Applicato in aree con scarsità idrica e associato ad impianti termoelettrici, nucleari e geotermici
Cicli Alternati	Sviluppo di una soluzione per intervenire nei processi di depurazione biologica con l'obiettivo di ridurre il consumo energetico tramite la modulazione temporale dell'apporto di ossigeno e il miglioramento della stabilità del processo
Decision Support System	Sviluppo di un sistema in grado di integrare diversi dati (e.g. SCADA, GIS, Digital Twin) in un unico ambiente decisionale con lo scopo di ottimizzare le configurazioni operative e ridurre i consumi e i costi, aumentando la qualità del servizio
Tecnologie e strategie per l'efficienza idrica ed energetica nei data center	Insieme di soluzioni per il raffreddamento , la gestione intelligente dei consumi e il riuso della risorsa idrica finalizzate alla riduzione dell'impronta acqua-energia dei data center, comparto in forte crescita per effetto della digitalizzazione e dell'intelligenza artificiale

Fonte: elaborazione degli autori

5.1 Digitalizzazione e gestione predittiva della rete idrica

Attraverso la digitalizzazione e la gestione predittiva della rete idrica, è possibile affrontare criticità strutturali e gestionali della rete (perdite non completamente quantificate, monitoraggio disomogeneo di portate e pressioni, assenza di distrettualizzazione sistemica e telecontrollo frammentato), riducendo in maniera considerevole le perdite. Dal punto di vista tecnologico, per la riduzione delle perdite vengono applicate tecnologie di distrettualizzazione, smart metering su larga scala, sensoristica diffusa e piattaforme digitali integrate: ad esempio, in un recente caso concreto osservato presso il gestore GRIM (Gestione Risorse Idriche Molisane) sono stati eseguiti rilievo e modellazione di circa 4.000 km di rete, installati oltre 1.000 datalogger e più di 3.000 sensori, e implementati oltre 125.000 smart meter in più di 90 comuni. La governance operativa è centralizzata attraverso una piattaforma SCADA³⁷ unica integrata con sistemi di

³⁶ Plume: corrente di aria calda e umida contenente vapore acqueo che, a contatto con l'ambiente esterno, condensa parzialmente in microgocce visibili.

³⁷ SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition: architettura che consente di monitorare, raccogliere dati e controllare impianti industriali complessi in tempo reale.

gestione contatori, GIS e billing, così da trasformare il dato in azione (bilanci idrici, controllo pressioni, manutenzione e interventi mirati). In ottica nesso acqua-energia, la disponibilità di dati continui e orari consente di ridurre volumi movimentati inutilmente (perdite e sovrappompaggi) e di ottimizzare la conduzione, con benefici misurabili: l'esperienza sul campo riporta sino a circa il -40% di perdite idriche, con oltre +10 milioni di m³/anno di acqua recuperata e circa -10 milioni €/anno di riduzione dei costi energetici, oltre al monitoraggio continuo di decine di migliaia di utenze e alla disponibilità di dati orari per bilanci puntuali. Queste tecnologie sono già ampiamente applicate sia in Italia che in Europa: la distrettualizzazione è una pratica consolidata, lo smart metering è in fase di diffusione su larga scala, mentre l'integrazione in piattaforme digitali avanzate – come digital twin e analytics predittivo – rappresenta la frontiera più recente, già adottata in alcuni contesti ma non ancora uniforme.

5.2 Riduzione delle perdite idriche e digitalizzazione della rete

Il caso di Acque Bresciane evidenzia il ruolo centrale della digitalizzazione e della gestione data-driven nella riduzione delle perdite idriche e nell'ottimizzazione dei consumi energetici. Il progetto, avviato formalmente a gennaio 2025, si inserisce nel contesto degli investimenti PNRR, con l'obiettivo di migliorare la conoscenza della rete e incrementarne l'efficienza operativa attraverso **interventi strutturati di distrettualizzazione e monitoraggio**. La rete oggetto di intervento presentava alcune criticità come perdite idriche non completamente tracciate e limitata distrettualizzazione. Sono stati analizzati 79 km di rete di distribuzione e realizzati quattro distretti idraulici (DMA), dotati di sistemi di misura avanzati per il monitoraggio in tempo reale di portata, pressione e temperatura. Sono stati implementati sistemi di misura avanzati tramite la tecnologia **Pydro**. Questa tecnologia consente di rilevare e trasmettere in tempo reale dati di portata, volumi, pressione e temperatura anche in siti privi di alimentazione esterna, rendendo disponibile un patrimonio informativo strategico per la gestione operativa della rete.

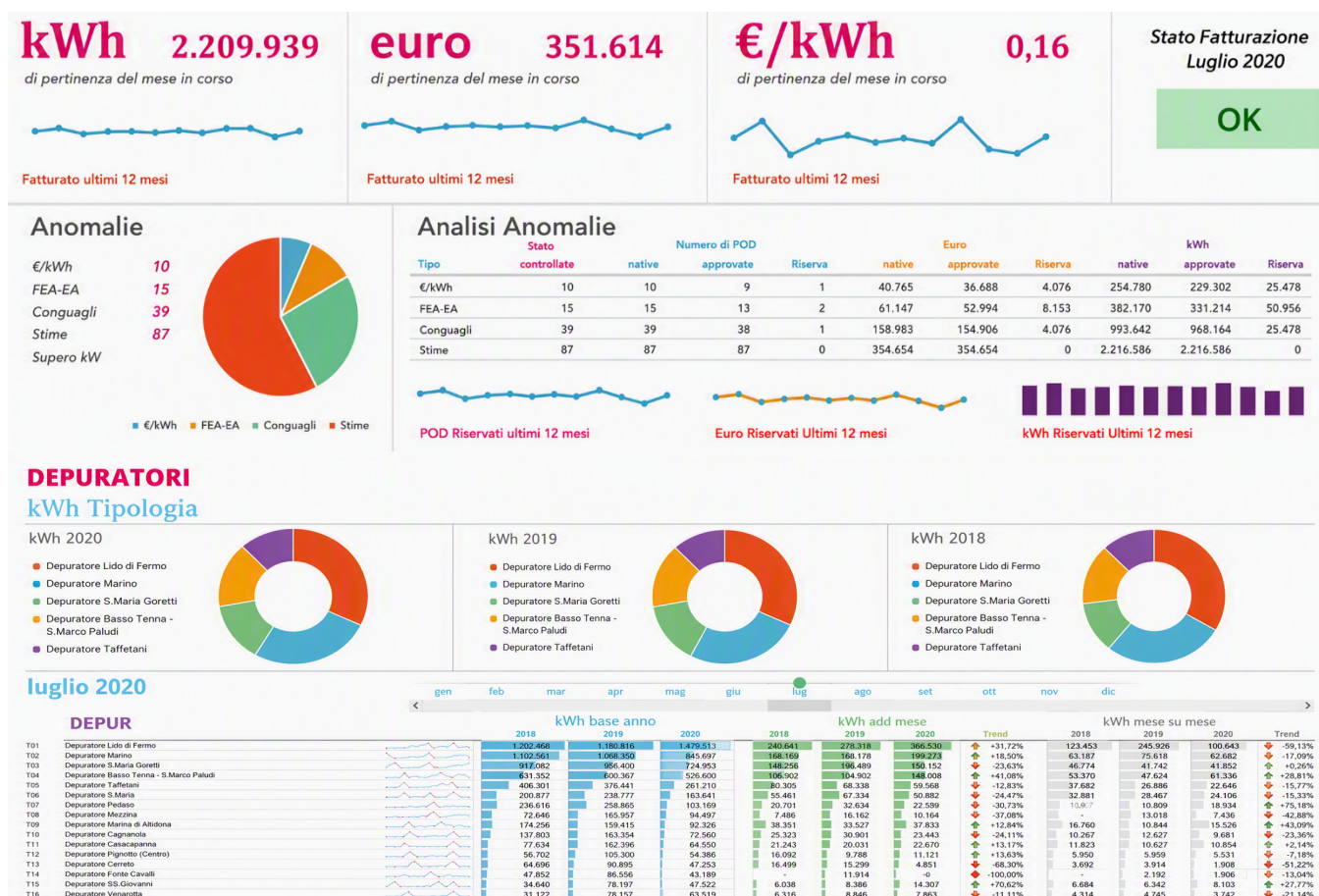
Ciò ha portato a una riduzione complessiva del 22% delle perdite idriche, con conseguenti benefici sia in termini di risorsa che di energia. Ridurre le perdite significa, infatti, **diminuire i volumi da trattare**, pompare e distribuire, con un impatto diretto sulla **riduzione dei consumi energetici** e dei costi operativi.

5.3 Telecontrollo ed innovazione

IDEA, società di ingegneria specializzata nel telecontrollo del ciclo idrico integrato, automazione, IoT e trattamento dell'informazione, oggi parte dell'ecosistema Aquanexa, ha l'obiettivo di supportare i gestori idrici nella digitalizzazione e integrazione operativa di reti, impianti e asset distribuiti sul territorio. IDEA opera nel settore da più di 30 anni e realizza sistemi chiavi in mano di telecontrollo, automazione e monitoraggio per reti e infrastrutture idriche, vantando l'installazione di alcuni tra i principali sistemi di gestione dati e monitoraggio asset e reti per il servizio idrico in Italia. Attraverso sistemi SCADA e applicativi dedicati, la soluzione consente di raccogliere in un unico ambiente operativo i dati provenienti da impianti, reti, sensori e dispositivi di campo, rendendoli disponibili agli operatori per il monitoraggio, la gestione degli allarmi, l'analisi degli storici e il coordinamento degli interventi.

La scala applicativa è significativa, con oltre 45mila RTU controllate e più di 150 sistemi SCADA gestiti nelle principali utility italiane. In ambito energetico, IDEA mette a disposizione strumenti dedicati al monitoraggio dei consumi, che consentono di organizzare gli impianti per aree di consumo, costruire indicatori di prestazione, produrre bilanci e report energetici e analizzare anche le emissioni di CO₂ equivalente. Queste funzionalità aiutano il gestore a capire dove si concentra il consumo di energia e a pianificare interventi di miglioramento, anche se le fonti disponibili non indicano valori numerici specifici di risparmio. A supporto dell'analisi dei dati, la soluzione include, inoltre, strumenti basati su intelligenza artificiale che verificano la coerenza delle misure raccolte dai sistemi di telecontrollo e aiutano a riconoscere tempestivamente dati anomali o possibili problemi di funzionamento.

Fig. 5.1 – Piattaforma Idea per il monitoraggio energetico



Fonte: presentazione prodotti Telecontrollo e meter, Aquanexa, 2025

5.4 Oblysis, tecnologia per il monitoraggio dei depuratori e la riduzione dei costi di gestione

Una tecnologia che recentemente sta riscuotendo molto successo nel settore della depurazione è **Oblysis**, che riguarda l'ottimizzazione dei processi biologici del trattamento secondario negli impianti di depurazione delle acque reflue industriali. Il sistema prevede l'installazione in vasca di un apparato dotato di sensori multiparametrici, in grado di monitorare in continuo le principali variabili di processo del comparto biologico. Attraverso un sistema di telecontrollo e regolazione, questa tecnologia consente la gestione dinamica dei parametri operativi più critici, tra cui i sistemi di aerazione, i flussi di ricircolo dei fanghi attivi e il dosaggio dei reagenti chimici. L'integrazione delle informazioni di processo permette di adeguare il funzionamento dell'impianto alle reali condizioni di carico e di ossigenazione, migliorando la stabilità del processo depurativo e l'efficienza delle rimozioni. L'approccio consente inoltre una riduzione dei consumi energetici associati all'aerazione e un uso più razionale dei prodotti chimici, con benefici sia economici che ambientali. In tempo reale è possibile avere il controllo della qualità dell'acqua in ingresso e in uscita e di conseguenza è possibile adattare il processo di depurazione in funzione della qualità delle acque. In caso di rilevazione di anomalie nei parametri di qualità delle acque, interviene un allarme immediato con conseguenze intervento da remoto. Questa tecnologia sfrutta anche logiche di Intelligenza Artificiale sia per ottimizzare il processo che per rilevare in maniera precoce le anomalie, anche in un'ottica di predizione di potenziali guasti e non conformità rispetto alle normative in vigore. I benefici che risultano dai

rilevi fatti presso gli operatori che hanno installato questa tecnologia all'interno delle proprie vasche di depurazione sono a doppia cifra: in media si stimano una riduzione del consumo energetico sino al 30%, una diminuzione della produzione di fanghi sino al 30% e un minor utilizzo dei prodotti chimici del 20%. L'applicazione è oggi venduta sia in Italia, dove è già installata presso alcuni dei principali gestori del servizio idrico integrato tra cui Acea ATO2, Gori, AlfaVarese e il Gruppo Cap, che all'estero, come ad esempio in Spagna. Dallo scorso agosto a.Quantum, società di Acea, ne è distributore esclusivo per l'Italia.

Fig. 5.2 – Oblysis



Fonte: archivio fotografico Novideas del 2025

5.5 Tecnologie sulle torri di raffreddamento

Il raffreddamento rappresenta uno degli ambiti applicativi più significativi del nesso acqua-energia. In numerosi processi industriali, nella generazione elettrica e nelle infrastrutture digitali ad alta densità computazionale, l'acqua viene impiegata come vettore termico per dissipare il calore e garantire continuità operativa.

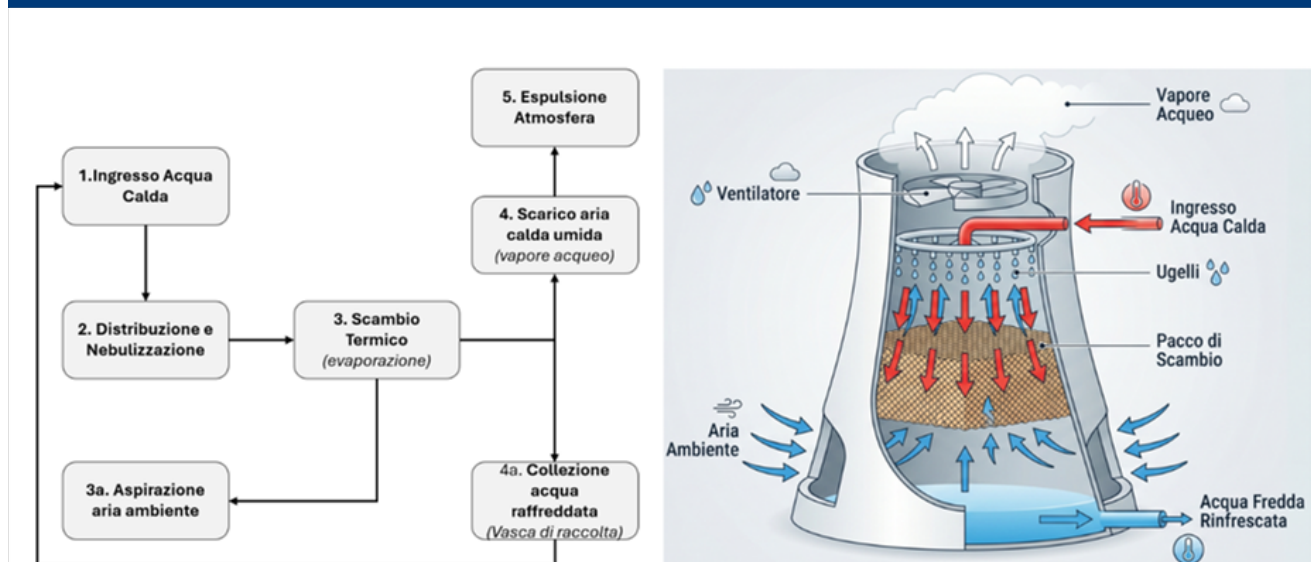
Le torri di raffreddamento, anche chiamate torri evaporative, sono dispositivi utilizzati per raffreddare l'acqua di un circuito industriale cedendo calore all'aria esterna, tipicamente tramite processi di raffreddamento evaporativo. Sono dei veri e propri scambiatori di calore, ovvero sistemi nel quale avviene uno scambio di energia termica da un fluido ad alte temperature con altri fluidi a temperature inferiori. Nel caso specifico il fluido che si vuole raffreddare è l'acqua, che a monte subisce un processo di riscaldamento dalla produzione di calore dei macchinari in uso. L'acqua, per essere reimpressa nel ciclo e garantire nuova dissipazione di calore prodotta dai macchinari, deve essere nuovamente rarefatta. Durante questo processo, parte dell'acqua evapora generando il cosiddetto *plume*, ovvero una corrente di aria calda e umida contenente vapore acqueo che, a contatto con l'ambiente esterno più freddo, condensa parzialmente in microgocce visibili. Il *plume* rappresenta quindi una perdita di risorsa idrica sotto forma di evaporazione, mentre la restante parte dell'acqua

viene raffreddata e reimpressa nel processo a temperatura più bassa. Questo meccanismo lega direttamente prestazioni energetiche e consumo idrico, rendendo le torri un esempio chiave del nesso acqua-energia. Applicando diverse tecnologie è possibile efficientare i processi delle torri. Da un lato, le tecnologie hardware di recupero mirano a catturare parte dell'umidità contenuta nel *plume* in uscita e a convertirla in acqua riutilizzabile. Dall'altro, tecnologie software di ottimizzazione dell'esercizio consentono di ridurre simultaneamente i consumi idrici ed energetici, agendo su variabili operative quali ventilazione, pompaggio, *setpoint* di temperatura e gestione della qualità dell'acqua. Questi sistemi, spesso basati su piattaforme digitali e algoritmi avanzati, permettono di ottimizzare il funzionamento in tempo reale. In questo contesto l'acqua non è solo un mezzo di dissipazione termica ma un fattore che condiziona direttamente il rendimento elettrico dell'impianto. Il recupero dell'acqua nelle torri si concentra principalmente sulla cattura del vapore espulso, mentre l'ottimizzazione operativa consente di ridurre sia i volumi evaporati sia i fabbisogni energetici associati.

Questa tecnologia è ampiamente utilizzata in diversi contesti industriali, tra cui la generazione elettrica e numerosi altri processi produttivi. Tra i principali settori di applicazione compaiono il comparto chimico, petrolchimico e alimentare (U.S. Department Energy, 2023). Negli ultimi anni, il mercato dei data center rappresenta uno dei principali ambiti di crescita per le torri di raffreddamento, in risposta all'aumento esponenziale della domanda di capacità computazionale e alla conseguente necessità di soluzioni di raffreddamento efficienti sia dal punto di vista energetico sia idrico.

Dal punto di vista geografico, gli Stati Uniti si configurano come un paese pioniere nello sviluppo e nell'implementazione sia di tecnologie hardware per il recupero del *plume* sia di soluzioni software avanzate per l'ottimizzazione operativa.

Fig. 5.3 – Schema di funzionamento di una torre di raffreddamento



Fonte: elaborazione degli autori

5.6 Hybrid cooling (raffreddamento ibrido) come strumento di gestione

Il raffreddamento ibrido wet/dry è una configurazione che combina un ramo a secco, basato sullo scambio termico con l'aria e caratterizzato da un impiego idrico minimo, e un ramo evaporativo con torre, più efficace nel garantire buone condizioni di condensazione quando la temperatura dell'ambiente è elevata. Questa soluzione è particolarmente adatta agli impianti

a ciclo vapore, nei quali le prestazioni del sistema di raffreddamento incidono direttamente su efficienza e potenza netta. I sistemi di raffreddamento ibridi wet/dry rappresentano una leva diretta del nesso acqua-energia perché consentono di governare il compromesso tra consumo idrico e prestazioni energetiche del ciclo a vapore. In un'architettura tipica "parallel-path", la condensazione avviene su due rami: (i) Air-Cooled Condenser (ACC, dry cooling) che riduce drasticamente l'uso di acqua, e (ii) un condensatore superficiale servito da torre evaporativa (wet cooling) che garantisce migliori condizioni di condensazione nelle ore più calde. Il razionale tecnologico è chiaro: il dry cooling minimizza i consumi idrici ma può penalizzare efficienza e potenza netta; il wet cooling massimizza le prestazioni ma aumenta il consumo d'acqua. L'ibrido consente risparmi idrici significativi rispetto a un sistema interamente wet, mantenendo in media penalità prestazionali più contenute rispetto a un sistema completamente dry. Dal punto di vista operativo, lo split wet/dry viene modulato con logiche di controllo (ventole a più velocità, regolazione dei flussi di ricircolo e setpoint) migliorando resilienza e continuità del servizio in condizioni climatiche variabili.

Le analisi dell'IEA evidenziano come la scelta delle tecnologie energetiche, incluse quelle di raffreddamento, sia influenzata dal contesto territoriale (IEA, 2024). Negli Stati Uniti sud-occidentali (ad esempio California, Nevada e Arizona), così come nell'area mediterranea, l'impiego di questi sistemi è diventato progressivamente prevalente nei nuovi impianti termici e solari a concentrazione (CSP), proprio per ridurre la dipendenza dalla risorsa idrica. Analogamente, nel Medio Oriente, dove i vincoli di scarsità idrica sono strutturali, i sistemi di raffreddamento ibridi rappresentano spesso la soluzione di riferimento per nuovi impianti energetici.

Accanto alle soluzioni già mature e ampiamente implementate descritte nei casi studio precedenti, il settore si sta muovendo anche **lungo direttrici di sperimentazione e innovazione applicata, con l'obiettivo di spingere ulteriormente i margini di efficienza del nesso acqua-energia**. In questo contesto, il Gruppo Acea sta sviluppando e testando alcune iniziative che rappresentano un'evoluzione naturale delle logiche di ottimizzazione già adottate, combinando innovazione di processo e capacità avanzate di gestione del dato.

5.7 Cicli Alternati

I cicli alternati di aerazione rappresentano una delle soluzioni più efficaci per intervenire sul nesso acqua-energia nei processi di depurazione biologica. Negli impianti a fanghi attivi, infatti, l'aerazione costituisce la principale voce di consumo energetico, **incidendo fino al 40-70% del fabbisogno complessivo**. Il principio dei cicli alternati si basa sulla modulazione temporale dell'apporto di ossigeno, alternando fasi aerobiche (air ON) e anossiche (air OFF), in modo da attivare cicli successivi di nitrificazione e denitrificazione all'interno della stessa vasca. Questo approccio consente di ottimizzare simultaneamente la rimozione dell'azoto e il consumo energetico, evitando fenomeni di sovra-aerazione tipici dei sistemi tradizionali a funzionamento continuo.

Nel contesto del nesso acqua-energia, i cicli alternati dimostrano come sia possibile intervenire su una componente ad alta intensità energetica migliorando al contempo le prestazioni ambientali. **L'integrazione con sistemi di controllo intelligenti e sensoristica avanzata rappresenta un ulteriore passo verso la digitalizzazione dei processi depurativi e la costruzione di impianti più resilienti, efficienti e sostenibili.**

5.8 DSS (Decision Support System)

Il Decision Support System (DSS) applicato al sistema primario di approvvigionamento idrico rappresenta un esempio avanzato di **integrazione tra digitalizzazione e ottimizzazione energetica nella gestione del servizio idrico**. L'iniziativa mira a sviluppare una piattaforma in

grado di supportare gli operatori nelle decisioni operative attraverso digital twin del sistema, simulazioni e analisi predittive dei dati.

Uno degli aspetti più innovativi consiste nella capacità del sistema di **integrare diverse basi dati** (SCADA, GIS, digital twin, dati storici di portata e pressione) in un unico ambiente decisionale. Ciò consente di ottimizzare le manovre sul sistema, verificando il rispetto dei vincoli di pressione in rete e ottimizzando le configurazioni operative prima della loro implementazione.

Nel contesto del nesso acqua-energia, il DSS permette di intervenire simultaneamente su più dimensioni: **riduzione dei consumi energetici, ottimizzazione dei costi operativi e miglioramento del servizio**. La gestione integrata delle fonti di approvvigionamento consente, infatti, di minimizzare l'uso di risorse più energivore e di adottare strategie più sostenibili. Questo tipo di approccio, basato su dati e modelli, rappresenta un elemento chiave per affrontare la crescente complessità dei sistemi idrici urbani e per abilitare una gestione più resiliente ed efficiente delle infrastrutture.

5.9 I data center come nuovo ambito applicativo delle tecnologie del nesso

I casi studio presentati in questo capitolo mostrano come il nesso acqua-energia possa essere governato attraverso innovazione tecnologica, digitalizzazione e ottimizzazione dei processi. Le stesse sfide, e molte delle stesse soluzioni, emergono oggi anche in nuovi ambiti applicativi caratterizzati da una crescente domanda congiunta di acqua ed energia.

Negli ultimi anni i data center hanno cessato di essere semplici infrastrutture di supporto ai servizi digitali, assumendo il ruolo di asset strategici per la competitività economica, la sovranità tecnologica e la sicurezza nazionale. Gli impianti che ospitano server e infrastrutture IT per la fornitura di servizi digitali hanno un elevato impatto in termini energetici e idrici. La domanda di energia elettrica è in forte crescita a livello mondiale, arrivando nel 2024 a 415 TWh, ovvero l'1,5% dei consumi elettrici globali (IEA, 2025a). Il **consumo diretto e indiretto di acqua dolce** è stimato sui 560 miliardi di litri all'anno, pari allo 0,03% del consumo globale, e la previsione al 2030 è di raggiungere i 1.200 miliardi di litri (IEA, 2025a). Un singolo impianto *hyperscale*³⁸ di grandi dimensioni (carico IT di 100 MW) può raggiungere consumi idrici annuali diretti dell'ordine di miliardi di litri: si va dai 1,4-2,05 di Zhang et al. (2026) ai 2,55 di Farfan and Lohmann (2023) fino ai 4,1-9,7 di Tao e Gao (2025), equivalenti al fabbisogno di decine di migliaia di persone. Il raffreddamento (torri evaporative, chiller ad acqua, evaporative cooling) rappresenta la principale voce di consumo idrico in situ mentre una piccola parte riguarda l'umidificazione. Il consumo indiretto legato all'energia elettrica e alle fonti primarie di energia può arrivare a coprire ca. il 67% del consumo idrico totale, quota che dipende fortemente dal mix elettrico considerato; un 25% circa è determinato dal consumo diretto per raffreddamento e il restante 8% circa è legato alla manifattura dei semiconduttori e microchip (IEA, 2025a). Per quanto riguarda gli usi idrici, che, secondo l'IEA, superano i 5.000 miliardi di litri all'anno, la gran parte è attribuibile alla fornitura di energia elettrica (uso indiretto) e solo residualmente agli altri usi diretti e indiretti già citati.

L'Intelligenza Artificiale generativa è il principale fattore di crescita del numero di data center e della potenza computazionale installata nel recente passato e le previsioni indicano un ruolo predominante anche nel futuro (IEA, 2025a). I data center per l'IA sono comunemente di maggiori dimensioni in termini di capacità IT e potenza assorbita (100 MW e oltre, rispetto a un data center convenzionale che può arrivare a 10-25 MW). Di recente sono emerse analisi

³⁸ Un data center iperscalare è una struttura di computing di grandissime dimensioni, progettata per erogare potenza IT nell'ordine delle decine o centinaia di megawatt e caratterizzata da scalabilità massiva, automazione avanzata e infrastrutture altamente standardizzate, tipiche dei grandi operatori cloud.

dell'impronta idrica dell'IA generativa: secondo Li et al. (2025) 10-50 richieste a una chatbot di uso comune possono consumare direttamente e indirettamente mezzo litro di acqua e l'addestramento del modello può arrivare a consumare 5,4 milioni di litri di acqua. I miglioramenti di efficienza energetica per singola attività di IA stanno procedendo molto rapidamente, ma vengono per ora più che compensati dall'espansione dei volumi d'uso e dalla diffusione di applicazioni molto più energivore, come generazione video, modelli di ragionamento e sistemi agentivi.

Negli ultimi anni i data center, soprattutto i grandi impianti iperscalari sono diventati elementi fondamentali delle **strategie geoeconomiche e geopolitiche**. Oltre il 95% del traffico internet globale passa attraverso data center dedicati (Esposito, 2025) ma la loro distribuzione è fortemente squilibrata: oltre la metà della capacità mondiale di calcolo è concentrata negli Stati Uniti, che ospitano metà di tutti i data center del mondo (4.200 impianti ad aprile 2026), contro i 3.300 installati in Europa. Seguono la Cina con 370 e l'India con quasi 300³⁹, mentre più di 150 paesi non ospitano infrastrutture per l'IA generativa (UNU-INVEH, 2026). A questa concentrazione geografica si aggiunge un secondo elemento: il numero di siti non coincide necessariamente con il peso effettivo di un paese nel sistema digitale globale, perché conta anche la capacità installata, la presenza di impianti hyperscale e la disponibilità di potenza elettrica concentrata in singoli poli. Gli interessi nazionali tendono ad attrarre gli impianti sul proprio territorio per ragioni di sovranità digitale, sicurezza e resilienza, proteggendo informazioni sensibili e assicurando continuità operativa in caso di crisi.

Ma quali sono i **luoghi più adatti per ospitare data center**? La decisione di dove costruire un nuovo centro dati dipende da diversi fattori: l'accesso all'energia elettrica a basso costo e affidabile, un clima con temperature ambientali fredde, facilitando il *free cooling*, la disponibilità idrica⁴⁰ e la connettività di rete (vicinanza a dorsali internet e grandi centri di utenza) sono i principali. Se in passato la localizzazione dei data center era guidata soprattutto dalla prossimità ai grandi bacini di utenza, con l'IA generativa stanno emergendo logiche parzialmente diverse, in cui pesano sempre di più disponibilità di energia, accesso alla rete, spazio fisico e condizioni favorevoli al raffreddamento. Molti grandi data center sorgono in aree con climi freschi o ventilati e in prossimità di fonti energetiche rinnovabili. Anche la presenza di infrastrutture di rete e di mercati digitali sviluppati ha portato alla concentrazione di data center in aree metropolitane europee come Londra, Francoforte, Amsterdam e Parigi (Thorpe, 2026).

La stessa Commissione Europea, con la sua *Tabella di marcia strategica per la digitalizzazione e l'intelligenza artificiale nel settore energetico*⁴¹, a giugno 2026 ha indicato nella digitalizzazione uno dei pilastri della transizione energetica, presentando un **piano per coordinare crescita dell'IA generativa e sviluppo delle reti elettriche e dell'infrastruttura digitale**, che guarda al perseguimento della sovranità tecnologica come obiettivo strategico. Nel documento la capacità europea dei data center è stimata pari a 12 GW nel 2025 ed è prevista più che raddoppiare a 28 GW nel 2030 per poi triplicare al 2035⁴². Il consumo elettrico, che oggi vale il

³⁹ Fonte: Statista.

⁴⁰ Recentemente l'autorizzazione a un progetto per un data center da 90 MW presso Iver, Regno Unito, è stata posta sotto revisione a seguito del ricorso di due gruppi di advocacy che hanno segnalato l'assenza di una valutazione di impatto dell'impianto sulla risorsa idrica. Vedi [Water, Energy Footprint Catches up with U.K. Hyperscale Data Center - Bluefield Research](#).

⁴¹ Commissione europea (2026) *Tabella di marcia strategica per la digitalizzazione e l'intelligenza artificiale nel settore energetico*. COM(2026) 501 final, Bruxelles, 3 giugno. Disponibile all'indirizzo: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52026DC0501>.

⁴² Commissione Europea (2025). *Energy Performance of Data Centres*. European Commission, Direzione Generale Energia, luglio 2025. Disponibile su: [Energy performance of data centres - Energy - European Commission](#).

2,5% del totale, dovrebbe aumentare fino a rappresentare quasi il 30% della crescita della domanda elettrica dell'UE al 2030. In questo quadro, la questione non riguarda soltanto l'adeguatezza delle reti ma anche la qualità della regolazione: gestione delle code di connessione, trasparenza sulla domanda effettiva di potenza e maggiore utilizzo di strumenti di flessibilità lato domanda saranno elementi decisivi per contenere congestioni ed extra-costi di sistema. La strategia sulla digitalizzazione riguarda anche l'acqua: con la consultazione pubblica per creare un *Piano d'azione sulla digitalizzazione del settore idrico*⁴³, chiusasi a giugno 2026, la Commissione Europea ha avviato il programma di lavoro sulla modernizzazione del comparto idrico, guardando anche all'IA generativa per incrementare l'efficienza negli usi e consumi idrici e la resilienza delle infrastrutture.

Proprio in tema di infrastrutture critiche, il mondo della ricerca e le istituzioni pubbliche stanno studiando per migliorare la misurazione degli impatti della digitalizzazione. ENTSO-e (2026) afferma che i centri dati stanno mettendo alla prova le reti elettriche di trasmissione in regioni europee già sotto pressione, il che potrebbe avere conseguenze sull'**adeguatezza dei sistemi elettrici**.

In **Italia**, il Ministero delle Imprese e del Made in Italy (MIMIt) ha pubblicato nel novembre 2025 la *Strategia per l'attrazione degli investimenti esteri nei data center*. La mappatura dei data center rileva una netta concentrazione geografica: le regioni settentrionali ospitano gran parte dei 146 impianti esistenti (287 MW di potenza)⁴⁴. Terna, il gestore della rete di trasmissione (RTN), censisce, a fine aprile 2026, 483 richieste di connessione per data center per un totale di 84 GW⁴⁵. Si tratta di numeri nettamente più alti rispetto alle attese al 2030, che fotografano, però, l'interesse degli operatori e consentono di delineare la futura distribuzione territoriale degli impianti e degli investimenti nelle reti, dal momento che le richieste di connessione, in termini di potenza, provengono per quasi due terzi da Lombardia e Piemonte. Il mercato italiano mostra, inoltre, segnali di rapida maturazione: Milano si è consolidata come principale polo nazionale e come uno dei più rilevanti hub emergenti a livello europeo. Al tempo stesso, però, la crescita del comparto resta condizionata dalla frammentazione autorizzativa, dai tempi di realizzazione dei progetti e dalla disponibilità effettiva di capacità di rete. Il MIMIt indica il consumo di acqua tra gli impatti ambientali principali. Per l'attrattività degli investimenti nelle aree caratterizzate da stress idrico le vie percorribili sono l'efficienza idrica (es. con sistemi di raffreddamento a ciclo chiuso) e il riuso dell'acqua.

L'uso e il consumo di acqua nei data center rappresentano oggi una sfida globale. Esistono **soluzioni tecnologiche** che mitigano gli impatti ma non sono ancora adottate su vasta scala per via dei costi, complessità, maturità tecnologica e vincoli climatici. Le tecnologie emergenti includono, tra le altre:

- il **raffreddamento radiativo**, agisce dissipando calore all'esterno attraverso superfici radiative e, allo stato attuale, va letto soprattutto come tecnologia complementare ai sistemi convenzionali più che come soluzione stand-alone: test risultano condotti in Cina, dove sono state analizzate 12 grandi città e validato un impianto sperimentale a Hebei, con risparmi energetici annui significativi ma con prestazioni fortemente dipendenti da nuvolosità, umidità e trasparenza radiativa del cielo (Wang et al., 2023). Può ridurre l'uso della risorsa idrica fino all'84% in alcune configurazioni (Aili et al., 2024) ma sconta la complessità di adozione su differenti scale (Wang et al., 2025);

⁴³ [Commission seeks input on digital action plan for water sector - Environment](#).

⁴⁴ Sono 219 a metà aprile 2026, secondo la fonte dati Statista.

⁴⁵ Fonte: [Econnexion: la mappa delle connessioni di rinnovabili e accumuli | Dati Terna Driving Energy](#).

- il *raffreddamento naturale*, che riduce il fabbisogno energetico e idrico ma dipende dal clima locale e non è universalmente applicabile (Silva-Llanca et al., 2026). Rappresenta la soluzione più matura tra quelle a basso consumo idrico: sfrutta aria esterna, acqua di lago o altre sorgenti fredde naturali per ridurre o evitare il ricorso a chiller ed evaporazione, risultando particolarmente efficace nei climi freddi o temperati (Van Geet and Sickinger, 2024). È largamente sperimentato e adottato nei paesi nordici (Norvegia, Finlandia, Svezia, Islanda e Danimarca), mentre in Italia, soprattutto al Nord, il clima consente un ampio ricorso a configurazioni *air-based* o per buona parte dell'anno⁴⁶;
- il *raffreddamento liquido* a circuito chiuso, che riduce il consumo diretto di acqua ma presenta ancora costi, difficoltà di integrazione e maturità tecnologica uniforme (Herrera et al., 2025). Rimuove il calore a livello di chip tramite piastre fredde (⁴⁷) e circuiti chiusi acqua/glicole o fluidi tecnici, riducendo drasticamente il fabbisogno di evaporazione e permettendo rack ad alta densità, particolarmente rilevanti per l'IA (Heydari et al., 2024). Questa tecnologia è già sperimentata o adottata in Italia nei supercalcolatori⁴⁸ e nel pilot di Brescia integrato con teleriscaldamento, in Giappone per server IA in retrofit e nuovi ambienti di prova⁴⁹ e nei paesi nordici come Svezia e Finlandia, dove si combina con recupero di calore e reti di teleriscaldamento⁵⁰;
- il *raffreddamento a immersione* con aria liquida, che promette efficienza elevata e riduzione del consumo idrico ma è in fase sperimentale (Liu et al., 2024). Nella versione mono o bifase, immerge i server in fluidi dielettrici non conduttivi e oggi è in fase di forte accelerazione sperimentale negli Stati Uniti, dove Microsoft ha dichiarato di aver portato il *two-phase* in ambiente produttivo a Quincy⁵¹, e a Singapore, dove Keppel e Shell hanno avviato nel 2026 un ambiente di prova operativo annuale per valutarne la scalabilità in clima tropicale⁵²;
- l'*AI-driven cooling*, che non è una tecnologia termica in senso stretto ma un livello di controllo avanzato che ottimizza impianti esistenti o ibridi, ottimizza i consumi (Otoo et al., 2026) ma ha tempi di implementazione incerti. Il caso più noto resta quello di Google/DeepMind negli Stati Uniti, con una riduzione fino al 40% dell'energia di raffreddamento, mentre nel 2026 anche gli Emirati Arabi Uniti hanno lanciato un pilota nazionale per estendere il controllo intelligente del raffreddamento ai data center in climi caldi⁵³;
- i *sistemi ibridi aria/acqua*, ancora oggetto di ricerca e non standardizzati ma promettenti (Al Kez et al., 2025), che alternano funzionamento secco e supporto adiabatico o evaporativo nei soli picchi estivi, stanno emergendo come compromesso pragmatico in molti contesti;
- il *raffreddamento ad assorbimento*, che usa calore di scarto o cogenerazione/trigenerazione per alimentare chiller ad assorbimento, riducendo il ricorso a compressori elettrici e, in certe configurazioni con dry cooler, anche le perdite idriche. Oggi questa soluzione appare in fase pilota o di pre-ingegnerizzazione soprattutto negli Stati Uniti, dove il Dipartimento dell'Energia ne promuove l'applicazione nei data center (Gallagher et al., 2025), mentre cresce l'interesse in contesti aridi e ad alta pressione sulla rete;

⁴⁶ Vedi [Microsoft invests €4.3bn in AI and cloud computing infrastructure in Italy - DCD](#).

⁴⁷ Vedi [HPC7: supercomputer | Eni](#).

⁴⁸ Vedi [Italy's A2A links warmth generated by data centre to district heating | Reuters](#).

⁴⁹ Vedi [PFN, IJ and JAIST Start Pilot Testing Liquid-Cooled High-Density AI Servers and Hybrid-Cooled Data Centers for Ultra-High-Efficiency AI Computing Infrastructure | News | IJ](#).

⁵⁰ Vedi [Stockholm Data Center - Sustainable Data Center - atNorth](#), Vedi anche [Fortum and Microsoft's data centre project spearheads energy efficiency | Fortum](#).

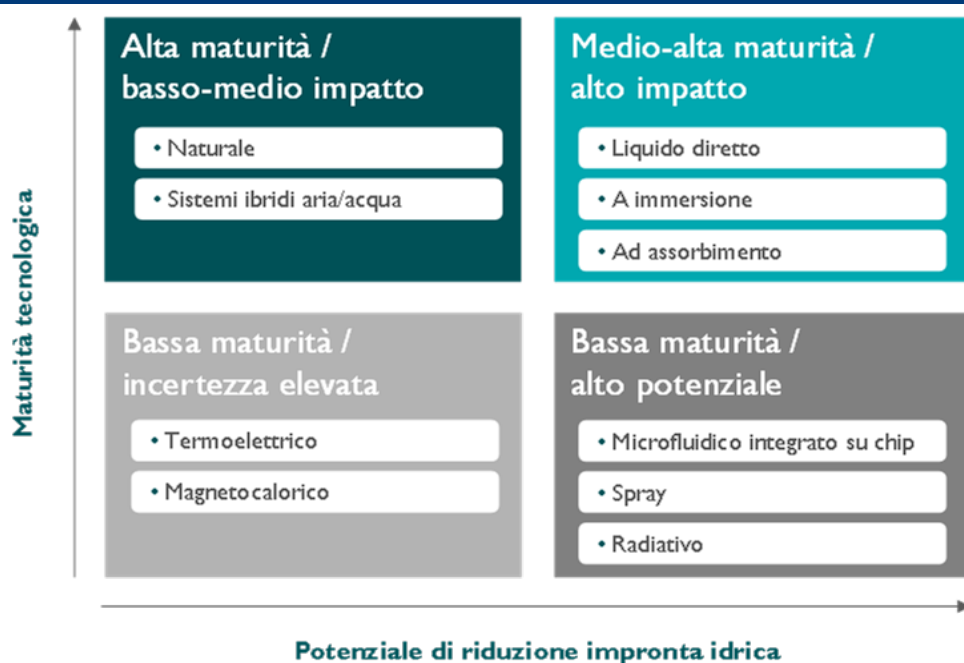
⁵¹ Vedi [To cool datacenter servers, Microsoft turns to boiling liquid](#).

⁵² Vedi <https://www.keppel.com/media/keppel-and-shell-to-launch-advanced-immersion-liquid-cooling-testbed-for-more-sustainable-data-centres>.

⁵³ Vedi <https://economymiddleeast.com/news/wgs-2026-uae-ministry-of-energy-launches-ai-pilot-to-boost-data-center-energy-efficiency>.

- il *raffreddamento spray* o a spruzzo in circuito chiuso, intermedio tra *cold plate* e immersione: il fluido viene nebulizzato direttamente sui componenti caldi, aumentando la precisione dello scambio termico e riducendo il volume di fluido necessario. Le sperimentazioni più note sono a Singapore, dove la Nanyang Technological University ha sviluppato un prototipo spray per server adatto ai climi tropicali⁵⁴, mentre stanno emergendo prime implementazioni commerciali negli Stati Uniti e in Asia tramite fornitori specializzati⁵⁵;
- il *raffreddamento a stato solido*, che comprende soluzioni termoelettriche e magnetocaloriche: si tratta però, allo stato attuale, di tecnologie ancora lontane dalla diffusione commerciale su scala di data center (Qin et al., 2022 e Chen et al., 2022). I prototipi termoelettrici collegati al recupero del calore sono in sviluppo in Canada⁵⁶, mentre i sistemi magnetocalorici rivolti anche al mercato dei data center sono in fase di joint development in Germania⁵⁷;
- un'ulteriore evoluzione del raffreddamento a liquido è il *microfluidic cooling on-chip*, che porta il liquido all'interno di microcanali incisi direttamente nel silicio: Microsoft ha testato questa soluzione negli Stati Uniti in collaborazione con la svizzera Corintis, con prestazioni fino a tre volte superiori rispetto ai cold plate in laboratorio⁵⁸. Pur essendo ancora in fase prototipale, questa tecnologia è rilevante perché potrebbe diventare una risposta strutturale al raffreddamento dei chip ad altissima densità.

Fig. 5.4 – Classificazione delle tecnologie di raffreddamento per data center per maturità e potenziale di riduzione dell'impronta idrica



Fonte: elaborazione degli autori

⁵⁴ Vedi [Spray cooling lowers carbon footprint for data centres | NTU Singapore](#).

⁵⁵ Vedi [Airsys Introduces Next-Generation LiquidRack™ Technology to Provide a Simpler Liquid Cooling Architecture for Retrofit, Edge, and Mid-Density AI Infrastructure - AIRSYS North America](#).

⁵⁶ Vedi [Canadian Government and Microsoft Embrace AI Innovation as First Tellurium Advances its Thermoelectric Technology for Data Centers - First Tellurium Corp.](#)

⁵⁷ Vedi <https://www.magnotherm.com/stellar>.

⁵⁸ Vedi <https://datacenters.microsoft.com/wp-content/uploads/2025/09/Microfluidic-Cooling-Infographic.pdf>.

In Cina si stanno testando centri dati immersi in acque marine per sfruttare il raffreddamento naturale azzerando il relativo consumo di acqua. Queste sperimentazioni sono limitate a impianti di piccole dimensioni ma i risultati ottenuti sono positivi sia sotto il profilo tecnico che di impatto sull'ambiente (Xiaoying, 2025).

Il riuso dell'acqua, che richiede investimenti infrastrutturali ingenti (Erdal et al., 2025), non può essere considerato una panacea. In condizioni favorevoli, ad esempio per i grandi complessi infrastrutturali o in aree ad elevato stress idrico, con disponibilità di reflui urbani o industriali trattabili o in presenza di tariffe dell'acqua elevate, il riuso può essere una delle opzioni più efficaci e meno costose per ridurre il prelievo di acqua dolce, con tagli anche del 60-90%. Interessante, in prossimità di siti con una domanda termica rilevante, è anche la possibilità di riutilizzare l'acqua per il teleriscaldamento. Tuttavia, il riuso non elimina di per sé l'impronta idrica complessiva del data center, non risolve il consumo indiretto legato all'uso elettrico e richiede impianti di trattamento, monitoraggio continuo della qualità dell'acqua, capacità di backup, autorizzazioni e accordi istituzionali spesso complessi. I casi più avanzati di riuso per il raffreddamento si concentrano oggi soprattutto negli Stati Uniti, in particolare Washington, Virginia, California e Texas, e a Singapore.

Sul piano economico, il quadro odierno suggerisce che le opzioni relativamente meno costose siano ancora il *raffreddamento naturale* e i *sistemi ibridi* nei siti climaticamente adatti, perché sfruttano vantaggi naturali del luogo e limitano l'impiego di impianti complessi. Il *riuso dell'acqua* richiede invece CAPEX iniziali elevati, ma può offrire ritorni economici interessanti. Il *raffreddamento liquido diretto* e quello *a immersione* presentano oggi costi iniziali più elevati rispetto all'aria, per via di server dedicati, CDU, piping, fluidi e modifiche architetture, ma possono ridurre OPEX, migliorare la densità di calcolo e abbassare il costo totale per unità di potenza termica gestita nei carichi IA più spinti. Più costose e incerte restano, al momento, le tecnologie ancora poco mature, come *spray*, *microfluidica*, *termoelettrico* e *magnetocalorico*, il cui costo unitario è ancora penalizzato dalle diseconomie di scala e dall'assenza di standard consolidati. Nel medio termine, tuttavia, è plausibile attendersi una riduzione dei costi delle soluzioni a liquido e dei controlli AI-driven; più lenta appare, invece, la possibile discesa dei costi per le soluzioni a stato solido, che restano legate alla ricerca industriale.

L'approccio al tema degli elevati consumi idrici per il raffreddamento dei data center, in una prospettiva di policy, secondo un recente contributo dell'UNU-INWEH (2026), deve incentrarsi sulla consapevolezza degli impatti ambientali e sulle risorse dell'IA generativa, partendo dagli strumenti di base a disposizione dei governi e delle comunità: autorizzazioni, valutazioni di impatto, consultazioni pubbliche.

Un esempio di intervento regolatorio a scala territoriale è rappresentato dalla Lombardia, che a maggio 2026 ha emanato la prima legge⁵⁹ in Italia che vieta l'utilizzo di acqua proveniente dagli acquedotti pubblici per alimentare i sistemi di raffreddamento dei data center. La misura segnala come il tema della competizione per la risorsa idrica stia entrando stabilmente anche nell'agenda delle politiche regionali e come la localizzazione di queste infrastrutture debba confrontarsi con criteri di sostenibilità territoriale, oltre che energetica e industriale. Più in generale, la traiettoria di crescita del settore dipenderà non solo dalla domanda di servizi digitali e di IA, ma anche dalla capacità dei sistemi economici di rimuovere i colli di bottiglia, dalle connessioni di rete ai trasformatori fino ai semiconduttori avanzati, alle batterie e alle condizioni di finanziamento.

⁵⁹ Vedi [Data Center: approvata la legge regionale - Lombardia Quotidiano](#).

6 Strumenti finanziari per il nexus acqua-energia

6.1 Fabbisogno di investimenti e modalità di finanziamento del SII

Il settore idrico presenta un fabbisogno di investimento significativo e in crescita a livello mondiale, europeo e nazionale. L'investimento totale a livello globale richiesto è stimato in circa 11,4 trilioni di euro entro il 2040, con un deficit di finanziamento di 6,5 trilioni. A livello europeo il fabbisogno è pari a circa 1.710 miliardi, con un gap di 695 miliardi⁶⁰ (World Economic Forum, 2025).

Alessia Augello
Federico Buffone
Laura Campanini
Cristina Lubinski
Carlo Scippa
Silvia Tardia

L'attuale fabbisogno infrastrutturale italiano nasce da una prolungata carenza di investimenti, a cui si aggiungono gli effetti dei cambiamenti climatici e il crescente stress idrico. Questi fenomeni stanno riducendo la disponibilità d'acqua e impongono un rinnovo delle reti e degli impianti, reso ancora più urgente dai severi standard ambientali introdotti dalle recenti normative europee.

In questo contesto, il Servizio Idrico Integrato (SII) si trova ad affrontare una duplice sfida: da un lato il recupero del gap infrastrutturale, dall'altro la necessità di integrare obiettivi di sostenibilità ambientale ed energetica.

In Italia, gli investimenti per il Servizio Idrico Integrato sono programmati attraverso i Piani d'ambito, strumenti fondamentali di pianificazione tecnica ed economico-finanziaria a livello di Ambito Territoriale Ottimale (ATO). Il Piano viene redatto dall'Ente di Governo dell'Ambito e fissa gli investimenti necessari e le tariffe per l'utenza. Il Piano Economico-Finanziario (PEF) associato definisce la sostenibilità degli interventi, stabilendo le tariffe e i flussi di cassa prospettici.

Il quadro regolatorio impone un volume significativo di interventi: rinnovo e ammodernamento delle reti, riduzione delle perdite idriche, digitalizzazione dei sistemi di monitoraggio e controllo, adeguamento degli impianti di depurazione e potenziamento delle capacità di trattamento e riuso. A queste esigenze consolidate si affianca oggi un ulteriore driver strategico: il miglioramento dell'efficienza energetica lungo l'intero ciclo idrico, dalla captazione e sollevamento delle risorse fino alla distribuzione, al trattamento delle acque reflue e al recupero energetico nei processi di depurazione. Si tratta di **investimenti ad alta intensità di capitale, con orizzonti di ritorno pluriennali e impatti rilevanti sia sui costi operativi sia sulla sostenibilità ambientale e climatica del servizio**.

Gli investimenti nel settore idrico dovrebbero trovare nella **tariffa la principale fonte di finanziamento**. Come previsto dalla normativa europea la tariffa deve, infatti, coprire integralmente i costi di investimento. Essa costituisce il corrispettivo del Servizio Idrico Integrato ed è determinata tenendo conto della qualità della risorsa idrica e del servizio fornito, delle opere e degli adeguamenti necessari, dell'entità dei costi di gestione delle opere e delle aree di salvaguardia, in modo che sia assicurata la copertura integrale dei costi di investimento e di esercizio secondo il principio del **«full cost recovery» e del «chi inquina paga»**. Tuttavia, il recupero degli investimenti attraverso la tariffa avviene nel tempo e risulta, quindi, **necessario ricorrere al sistema finanziario** che consente di anticipare il capitale occorrente, mediante strumenti di debito a medio-lungo termine.

Le risorse pubbliche dovrebbero, invece, rappresentare un sistema secondario di finanziamento delle opere idriche; è tuttavia innegabile che **il finanziamento pubblico continua a costituire un importante supporto per colmare il deficit infrastrutturale del SII**, soprattutto in alcune aree del Paese, dove gli attuali livelli tariffari non sono ancora in grado di garantire l'accesso al credito

⁶⁰ World Economic Forum (2025), Bridging the €6.5 Trillion Water Infrastructure Gap: A Playbook. December 2025

per realizzare gli investimenti necessari. Non a caso, le maggiori criticità infrastrutturali (alti livelli di perdite idriche, infrazioni comunitarie, ecc.) e i maggiori ritardi per la loro risoluzione si registrano proprio in quelle aree del Paese dove meno è stata attuata la riforma del SII.

Il PNRR ha dato un significativo impulso agli investimenti del settore, con un picco previsto nel biennio 2025-2026. La spesa per investimenti nel periodo 2021-2029 si attesta a un valore medio di circa 90 €/ab per le gestioni industriali con un andamento di massima crescita nel 2025, quando - per effetto dei piani di investimento finanziati con risorse PNRR, giunti nel pieno della realizzazione - l'investimento programmato è risultato pari a 115 euro per abitante⁶¹. Tuttavia, in prospettiva, il venir meno di tale strumento potrà rappresentare un freno allo sviluppo in particolare per le gestioni più piccole e per quelle in capo agli Enti locali⁶²; per queste, finito l'eccezionale flusso contributivo di Next Generation, gli investimenti sono attesi ritornare ai volumi del 2021 che risultavano molto contenuti.

6.1.1 Il ruolo di ARERA e il metodo tariffario

Nel corso dell'ultimo decennio, la regolazione **ARERA** (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) **ha contribuito a garantire stabilità e prevedibilità delle tariffe**, delineando un quadro regolatorio favorevole agli investimenti. Tale assetto è stato ulteriormente consolidato con l'estensione a sei anni dell'orizzonte temporale del metodo tariffario idrico (MTI-4 per il periodo 2024-2029), che consente una pianificazione di medio termine più strutturata. Parallelamente, un importante contributo è derivato anche dalla finanza pubblica, in particolare attraverso i fondi europei e le risorse del PNRR, che hanno rafforzato la capacità di investimento del settore.

In uno scenario caratterizzato da pressioni inflazionistiche crescenti, effetti del cambiamento climatico e maggiore complessità gestionale, **il MTI-4 si propone di accompagnare la transizione verso un servizio idrico più resiliente, efficiente e sostenibile**. Il nuovo impianto regolatorio introduce, inoltre, strumenti innovativi (quali l'ampliamento delle casistiche di riconoscimento dei costi previsionali), meccanismi incentivanti e la copertura tariffaria di spese legate alla transizione energetica, alla resilienza e all'adattamento climatico.

In particolare, **due nuovi meccanismi** previsti dal MTI-4 mirano a rafforzare l'allineamento del settore agli obiettivi di sostenibilità ambientale:

- **Riduzione dei consumi energetici acquistati:** i gestori sono chiamati a conseguire una diminuzione di almeno il 5% dei volumi di energia elettrica acquistata da terzi nel 2025 rispetto alla media del quadriennio 2020-2023. Tale target può essere raggiunto sia attraverso interventi di efficientamento, sia tramite lo sviluppo di sistemi di autoproduzione da fonti rinnovabili.
- **Promozione del riuso delle acque reflue depurate:** l'incentivo si basa sull'indicatore RIU, che misura il rapporto tra i volumi di acqua riutilizzati e quelli potenzialmente riutilizzabili. I risultati ottenuti nel 2025 vengono messi a confronto con i livelli dichiarati nel 2023.

Tuttavia, secondo un'analisi condotta da REF Ricerche, l'attuazione di tali strumenti incontra ostacoli rilevanti. Sul fronte energetico, i dati relativi al MTI-4 evidenziano come l'autoproduzione e l'autoconsumo di energia elettrica sono diffusi tra i gestori del SII, ma in percentuale esigua rispetto al totale dei loro consumi energetici. In particolare, su un campione di 56 gestori (23,4 milioni di abitanti serviti), 30 (pari 70% della popolazione servita) dichiarano in MTI-4 un volume di

⁶¹ Blue book 2026.

⁶² Dal Blue book 2026 emerge che, nella fase post-PNRR, i gestori di grande dimensione (ricavi > 100 milioni di euro) programmano investimenti per 86 €/ab in media (2029), mentre le gestioni con fatturato compreso tra i 10 e i 25 milioni di euro ritornano su flussi di investimento simili a quelli del 2021 (38 €/ab).

energia elettrica autoprodotta che copre appena l'1% del fabbisogno energetico del campione.

I gestori sembrano quindi avere un ampio margine di sviluppo per l'autoproduzione, sfruttando la gestione dei fanghi ma soprattutto gli spazi disponibili (spesso considerati automaticamente "idonei") per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili (principalmente di tipo fotovoltaico).

La spinta di ARERA va quindi nella direzione di trasformare i gestori idrici in player ambientali ed energetici a tutto campo, anche considerando i nuovi sfidanti obiettivi ambientali delle policy europee. Una spinta necessaria, forse inevitabile, considerando i costi della transizione e la scarsità di fondi pubblici, quindi la necessità di sfruttare al massimo le leve tariffarie. Ma una sfida che mette i gestori anche di fronte a un cambio di strategia e di visione, che probabilmente ha bisogno di un tempo di maturazione che andrà al di là dell'orizzonte di MTI-4 (ovvero il 2029). Una sfida che avrà bisogno, comunque, di meccanismi di finanziamento pubblico, dopo la fine del PNRR. Al riguardo, ci si riferisce da un lato al potenziamento del PNIS (Piano Nazionale di Interventi Infrastrutturali e per la Sicurezza del Settore Idrico) e, dall'altro, alle nuove politiche di bilancio EU attive dal 2027, che potrebbero contenere fondi specifici per la resilienza idrica.

Con il nuovo metodo tariffario MTI-4, l'ARERA ha riconosciuto anche la possibilità per i gestori di avvalersi di fattispecie di finanziamento attraverso il coinvolgimento di soggetti terzi, sia finanziari che industriali. Fattispecie che, tra l'altro, potrebbero vedere maggiormente coinvolti i gestori medio-piccoli, in gran parte ad assetto societario pubblico, i quali potrebbero beneficiare di modelli di collaborazione con qualificati operatori privati per la costruzione e la gestione delle infrastrutture idriche.

6.2 Gli investimenti per l'efficientamento energetico degli operatori idrici

I progetti di efficientamento energetico degli operatori idrici risultano spesso inseriti in più ampi programmi di investimenti con cui i gestori, secondo quanto programmato nei rispettivi Piani di Intervento, mirano a potenziare, modernizzare ed efficientare le proprie infrastrutture e dotazioni impiantistiche. In tali casi, la riduzione dei consumi energetici e l'eventuale autoproduzione di energia elettrica si abbina anche ad ulteriori obiettivi di sostenibilità ambientale (con particolare riferimento alla riduzione delle perdite idriche) che hanno spesso un peso maggiore sul programma complessivo di investimento finanziato dalle banche.

In generale, un gestore del Servizio Idrico Integrato può agire su più livelli - tecnologico, gestionale e infrastrutturale - per ridurre i propri consumi di energia elettrica. Di seguito si sintetizzano i principali possibili interventi, organizzati per ambiti:

- **Efficientamento degli impianti di pompaggio** (con riduzione dei consumi fino al 20-40% (Lavrič, H., Drobnič, K., & Fišer, R., 2024; Oshurbekov, S., Kazakbaev, V., Prakht, V., Dmitrievskii, V., & Gevorkov, L., 2020; Elitetech, 2026; Salama, M.A.E., El-Naggar, N.M. & Abu-Zaid, S., 2024; Saku Vanhala, Sulzer Ltd, 2025): gli impianti di sollevamento rappresentano tipicamente la voce energetica più rilevante. I principali interventi riguardano la sostituzione delle elettropompe con modelli ad alta efficienza, l'installazione di inverter, la riduzione delle perdite di carico (miglioramento tubazioni, valvole) e l'ottimizzazione dei sistemi di pompaggio.
- **Riduzione delle perdite di rete** (effetto indiretto ma rilevante sui consumi energetici complessivi): minori perdite comportano minori volumi da captare, trattare e pompare, con conseguenti minori consumi energetici. I principali interventi riguardano la distrettualizzazione della rete, la ricerca di perdite, la sostituzione di condotte obsolete e il controllo pressioni.
- **Digitalizzazione e sistemi di controllo avanzati**: consentono di minimizzare i picchi di consumo, ottimizzare su base oraria ed individuare inefficienze. I principali interventi sono: Scada

evoluti, sistemi di energy management, ottimizzazione algoritmica e predittiva, telelettura e Internet of Things (IoT).

- **Efficientamento dei depuratori** (con riduzione fino al 30–50% dei consumi di aerazione (Jamaludin, M., Tsai, Y.-C., Lin, H.-T., Huang, C.-Y., Choi, W., Chen, J.-G., & Sean, W.-Y., 2024; Ana Belén Lozano Avilés, Francisco Del Cerro Velázquez, Mercedes Lloréns Pascual del Riquelme, 2020; Kate Chen, Nihao, 2026; Edward Paro, 2025): i depuratori sono tra i maggiori consumatori di energia (soprattutto aerazione). I principali interventi riguardano l'installazione di sistemi di aerazione ad alta efficienza, controllo automatico dell'ossigeno disciolto, soffianti turbo/centrifughe ad alta efficienza ed ottimizzazione biologica dei processi.
- **Recupero energetico e autoproduzione** (con riduzione dell'energia acquistata dalla rete): i principali interventi riguardano l'installazione di mini/micro idroelettrico su reti e adduttrici, recupero di energia in eccesso di pressione, impianti di biogas da digestione anaerobica nei depuratori con cogenerazione, impianti fotovoltaici (su serbatoi, impianti ed aree disponibili).
- **Ottimizzazione della gestione dei serbatoi**: attuare una gestione dinamica dello stoccaggio attraverso il riempimento in ore a basso costo energetico, livelli ottimizzati per ridurre pompaggio e modelli predittivi domanda-consumo.

In aggiunta ai suddetti specifici interventi di efficientamento, una riduzione dei consumi energetici può essere conseguita anche attraverso interventi più strutturali di riqualificazione delle infrastrutture idriche, quali ad esempio l'accorpamento di impianti inefficienti, la realizzazione di nuovi serbatoi strategici e il ridisegno degli schemi idraulici.

La realizzazione degli interventi di efficientamento energetico deve comunque essere abbinata anche ad un adeguato sistema di misurazione e monitoraggio dei principali KPI energetici (quali ad esempio: kWh/m³ distribuito o depurato, kWh/km rete, rendimento delle pompe e consumi specifici per impianto).

6.3 Il ruolo del sistema finanziario

Le azioni poste in essere negli ultimi vent'anni hanno contribuito in modo sostanziale a creare un quadro di riferimento favorevole all'intervento dei privati nel settore idrico.

L'attribuzione nel 2011 all'ARERA della competenza in materia di acqua per usi civili ha avuto un ruolo importante nel definire la stabilità del quadro regolatorio e quindi agevolare gli investimenti, soprattutto in un settore dove questi ultimi sono caratterizzati da lunghi tempi di ammortamento – una peculiarità che rende importanti la certezza delle regole del gioco e la non modificabilità delle stesse. Il ruolo dell'ARERA in questa direzione è rilevante ma rimangono elementi di opacità. L'eventuale estensione delle competenze anche ad altri usi (agricolo in primis) potrebbe rappresentare un ulteriore elemento di facilitazione.

Per il sistema finanziario, il comparto presenta aspetti di interesse grazie **a flussi relativamente stabili, assicurati dalle tariffe, e a meccanismi di revisione periodica del PEF**, che garantiscono l'equilibrio economico-finanziario della gestione.

Gli schemi più diffusi sono **il partenariato pubblico-privato (PPP) e il cash flow lending**, strutturati sulla base della stabilità dei ricavi regolati e delle specifiche garanzie del settore, tra cui il privilegio sul valore di indennizzo riconosciuto al gestore uscente. Le fonti finanziarie di copertura sono in genere costituite prevalentemente da contributi in conto capitale, da green bond ovvero da finanziamenti a medio-lungo termine concessi dalle banche. Non di rado, il credito bancario si affianca o si integra con il contributo della Banca Europea degli Investimenti, che riveste un ruolo centrale nel sostenere il comparto idrico italiano, soprattutto per i progetti infrastrutturali di maggiore rilevanza. La concessione dei mutui bancari (spesso sotto forma di green financing in quanto legati a KPI ambientali) avviene in genere sulla base di una istruttoria

che valuta il merito creditizio del gestore sulla base dell'esame dei relativi bilanci consuntivi e dei piani economico-finanziari previsionali.

Il PPP può rivelarsi utile in particolare quando il progetto è multidisciplinare (ad esempio ricomprendendo anche l'installazione di impianti fotovoltaici o di biogas, efficientamenti della depurazione o l'uso di piattaforme digitali, ecc.) e quindi la sua progettazione risulta complessa o difficilmente gestibile internamente, ovvero quando le fasi di permitting sono particolarmente articolate. Il PPP presenta per il gestore diversi vantaggi, tra i quali un incremento dell'efficienza operativa conseguente al coinvolgimento di un soggetto privato qualificato (in particolare le ESCo relativamente all'efficientamento energetico e autoproduzione) e il trasferimento su quest'ultimo del rischio operativo e finanziario del progetto. In tali casi, il fabbisogno finanziario si sposterebbe sul soggetto privato proponente che potrebbe anche costituire una specifica società di progetto da finanziare con un'operazione di project financing.

Dal punto di vista strutturale, i finanziamenti presentano generalmente un periodo di disponibilità coerente con il periodo regolatorio e un profilo di ammortamento basato sui flussi di cassa prospettici, con una durata che tende a coincidere con la scadenza della concessione. Nei casi in cui il periodo concessorio residuo sia particolarmente lungo, si ricorre talvolta a finanziamenti di durata inferiore, caratterizzati da una rata balloon finale destinata a essere rifinanziata comunque all'interno dell'arco temporale della concessione.

Permangono tuttavia alcune criticità.

■ Innanzitutto, rimane il tema della **dimensione degli operatori** del ciclo idrico integrato. La dimensione media delle imprese italiane nel settore idrico tende a essere relativamente più piccola rispetto a quelle di altri mercati europei. Inoltre, persistono **gestioni in economia** che mostrano investimenti di gran lunga inferiori rispetto agli operatori industriali e, in molti Ambiti, si evidenziano ritardi e/o criticità nell'attuazione del principio della gestione integrata del servizio: permangono infatti diversi soggetti che operano in singole fasi del servizio.

La dimensione aziendale è un punto centrale per la bancabilità degli investimenti. Le dimensioni ridotte spesso (anche se non sempre) si accompagnano a una gestione che tende a privilegiare finanziamenti a breve-medio termine, poco coerenti con la durata degli investimenti. Ne deriva un disallineamento tra fonti e impieghi, che tende ad accrescere il fabbisogno finanziario nel tempo. Inoltre, la struttura dell'indebitamento delle aziende più piccole rappresenta un punto di attenzione. Per rafforzare la competitività con lo scopo di favorire un maggiore dispiegamento degli investimenti e un conseguente efficientamento dell'infrastruttura idrica è pertanto opportuno che cresca la dimensione media degli operatori e si riducano le gestioni in economia, in particolare in alcune regioni del Mezzogiorno⁶³.

Le gestioni più piccole scontano spesso un accesso al funding meno agevole rispetto alle grandi utility integrate, con una forte dipendenza dal credito bancario tradizionale e dal supporto di organismi finanziari istituzionali.

■ Un ulteriore aspetto riguarda la **durata della concessione**. In genere le concessioni hanno una durata media di 25 anni (Blue book 2026), orizzonte molto lungo in un'ottica di finanziamento. Parallelamente, il finanziamento del Piano d'ambito negli ultimi anni di vita

⁶³ In Italia, al 2025, sono 1.312 i Comuni in cui almeno uno dei tre segmenti del servizio idrico (acquedotto, fognatura, depurazione) è gestito direttamente dalle municipalità. Si tratta del 17% dei comuni italiani, per una popolazione complessiva pari a 6,9 milioni di abitanti (circa il 12% del totale nazionale). La maggior parte delle gestioni in economia è localizzato nel Mezzogiorno dove, complessivamente, 6,7 milioni di abitanti risiedono in territori gestiti in tutto o in parte in economia. Per le gestioni in economia, gli investimenti risultano ancora molto bassi (22 euro per abitante nel 2024).

della concessione pone un tema di sostenibilità: **l'orizzonte temporale residuo potrebbe non essere idoneo a garantire il ritorno economico**⁶⁴. La natura ciclica degli investimenti e la scansione temporale dei periodi regolatori (di 4 anni fino al 2023, di 6 anni a partire dal corrente periodo regolatorio 2024-2029) rendono frequente la necessità di rifinanziare il debito in essere e di attivare nuovo funding a supporto dei piani industriali aggiornati. In questo contesto emerge una criticità crescente: **molte concessioni si avvicinano alla scadenza trentennale e dovranno essere riassegnate tramite procedure di gara complesse e spesso caratterizzate da tempistiche dilatate**. Nei prossimi 5 anni sono 19 gli affidamenti che termineranno la concessione, pari a una RAB (Regulated Asset Base) di 2,5 miliardi di euro; mentre 16 concessioni risultano già scadute al 31 dicembre 2025 (RAB pari a 2,1 miliardi di euro)⁶⁵. La prospettiva di medio periodo (5-10 anni) vede a scadenza oltre 8 miliardi di euro di RAB. Tale elemento introduce un significativo grado di incertezza sulla durata finanziabile, soprattutto per i gestori di piccola e media dimensione, che rischiano di vedere limitata la propria capacità di programmare investimenti di medio-lungo periodo, inclusi quelli a maggiore contenuto tecnologico ed energetico (revamping impiantistico, autoproduzione da fonti rinnovabili, efficientamento dei sistemi di sollevamento, recupero energetico nei processi di depurazione).

Per superare questo vincolo, appare necessario un **cambio di paradigma** da parte del sistema bancario e finanziario: spostare il focus dal finanziamento della singola concessione o del singolo operatore al finanziamento del servizio idrico integrato nella sua continuità. Il servizio, infatti, deve essere garantito indipendentemente dall'operatore incaricato e beneficia di presidi regolatori, tariffari e creditizi che rimangono stabili nel tempo, a partire dall'obbligo di assicurare l'equilibrio economico-finanziario della gestione.

In questa prospettiva diventa strategico avviare una riflessione su **strutture di finanziamento con scadenze che possano superare l'orizzonte concessorio, o che almeno introducano meccanismi di flessibilità negli anni immediatamente successivi alla scadenza**. Ciò consentirebbe di gestire in modo ordinato i tempi necessari alla conclusione delle nuove gare, garantendo la continuità della gestione e riducendo il rischio di disallineamenti finanziari. Un simile approccio favorirebbe inoltre la realizzazione di investimenti strategici, inclusi quelli legati all'efficienza e all'autonomia energetica del ciclo idrico.

- Infine, va menzionato il tema della **certezza e della stabilità del quadro normativo e regolatorio**. Su questo si sono fatti significativi passi avanti ma rimane il tema del contenzioso: i ricorsi presentati e le contestazioni contribuiscono a ingessare il settore e, se da un lato essi rappresentano un'ordinaria dialettica del sistema, l'auspicio è che, a fronte delle sentenze e delle certezze del quadro, tale confronto vada normalizzandosi.

L'adozione di modelli di finanziamento più evoluti e orientati alla continuità del servizio consentirebbe ai gestori di accedere a capitali più stabili e coerenti con l'orizzonte industriale degli investimenti, sostenendo la transizione energetica del settore idrico e contribuendo in modo più efficace alle nuove sfide derivanti dalla crescente interazione con il settore energetico. Al tempo stesso, rafforzerebbe la resilienza complessiva del servizio e la sua sostenibilità nel lungo periodo, a beneficio del sistema infrastrutturale e degli utenti finali.

⁶⁴ Secondo il Blue book 2026, una parte significativa delle concessioni in essere è prossima alla scadenza: nei prossimi dieci anni circa la metà della popolazione italiana sarà coinvolta in rinnovi o nuove procedure di affidamento del servizio idrico (circa 7 milioni di cittadini saranno interessati dal rinnovo entro cinque anni).

⁶⁵ Blue book, 2026.

Investimenti e assetto gestionale

Nel dibattito e nelle diverse riforme del settore dei servizi pubblici locali il tema degli investimenti ha sempre giocato un ruolo marginale. Non si è cercato di dare una risposta unitaria da un lato alla scelta della modalità gestionale e delle strategie di crescita delle local utilities dall'altro all'urgente necessità di colmare l'ingente fabbisogno di investimenti, che caratterizza i servizi. Una variabile chiave nell'orientamento alla scelta della forma gestionale e delle strategie delle local utilities dovrebbe essere proprio quella legata alla necessità di realizzare reti e impianti adeguati a un moderno ed efficiente servizio pubblico.

Fino ad oggi, il dibattito ha riguardato essenzialmente aspetti legali e di legittimità dell'intervento. Centrali sono apparse le questioni relative alla coerenza e al rispetto dei dictat europei, oltre alla ripartizione di competenze fra Centro e periferia in materia di servizi pubblici. Sono rimaste invece in secondo piano le questioni relative alla sostenibilità e alla capacità del modello gestionale e strategico di garantire lo sviluppo e la crescita del comparto.

Peraltro, il tema della qualità è inscindibilmente connesso a quello della dotazione infrastrutturale e quindi non risulta legato esclusivamente alla questione delle liberalizzazioni e dell'auspicata miglior gestione da queste conseguente. Se il mercato liberalizzato può conseguire una migliore e più efficiente gestione del servizio e quindi, in parte, migliorarne la qualità, la realizzazione di infrastrutture e di interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria è imprescindibile per ottenere significativi miglioramenti nell'offerta del servizio. L'efficienza del soggetto che gestisce il servizio pubblico locale può concorrere al miglioramento della qualità ma solo l'agire sinergico di efficienza gestionale e infrastrutture adeguate è tale da garantire un reale miglioramento dell'offerta.

6.4 Quali strumenti per finanziare il settore?

6.4.1. L'evoluzione della finanza sostenibile: l'emergere della Blue Finance

Negli ultimi anni la finanza sostenibile ha progressivamente ampliato il proprio raggio d'azione, evolvendo da mero strumento di supporto alla decarbonizzazione a leva strategica per la resilienza ambientale e sociale.

In questo contesto, oltre ai tradizionali strumenti Green, Social e Sustainability, sono emerse nuove "sub-label" dedicate a temi ambientali specifici: "blue", "nature" e "resilience", a seconda che lo strumento finanziario sia indirizzato ad investimenti rispettivamente di efficienza idrica, biodiversità e adattamento al cambiamento climatico.

Tra questi temi, l'acqua - risorsa essenziale ma sempre più vulnerabile - ha assunto una rilevanza prioritaria: non più soltanto un elemento centrale di politiche ambientali o sanitarie, ma una vera e propria leva strategica, in grado di incidere direttamente sulla produttività dei territori, sulla competitività industriale e sulla stabilità sociale.

Gli strumenti della cd. Blue Finance rappresentano oggi una delle innovazioni più significative per la trasformazione del settore idrico, poiché coniugano in modo strutturale rendimento economico e impatto ambientale misurabile. Il loro principio fondante è semplice ma rivoluzionario: **collegare il ritorno finanziario alla generazione di benefici ambientali e sociali tangibili, trasformando la tutela dell'acqua in un motore di sviluppo economico e competitivo.**

6.4.2 Gli strumenti operativi e i framework di riferimento

I principali strumenti operativi sul mercato del debito sono i **blue bond** (un sottoinsieme dei green bond) e i **sustainability-linked bond**. I primi prevedono un utilizzo dei proventi vincolato, destinandoli a progetti di depurazione, riuso delle acque, digitalizzazione delle reti e resilienza climatica. I secondi vincolano l'emittente a uno step-up (incremento) sulla cedola in caso di

mancato raggiungimento di obiettivi ESG verificabili relativi al tema idrico, quali la riduzione delle perdite di rete o l'incremento del riuso delle acque reflue.

La strutturazione di questi strumenti richiede dei processi pre- e post-emissione del bond predefiniti, nonché la predisposizione di documentazione dedicata. Le linee-guida di riferimento internazionali sono la "Bonds to finance the sustainable blue economy - a practitioner's guide" pubblicata dall'ICMA a settembre 2023 (che richiama i pilastri fondamentali dei Green Bond Principles) e la "Guidance for Blue Finance Version 2.0" dell'IFC di settembre 2025.

Prima del collocamento, l'emittente dovrà dotarsi di un Framework: un documento quadro che disciplina le caratteristiche dello strumento, dettagliando le categorie di investimenti idrici da finanziare nel caso di un "blue bond use of proceeds", oppure definendo i KPI e i relativi target nel caso di un blue bond in formato sustainability-linked.

Se storicamente tali strumenti hanno registrato una diffusione prevalentemente internazionale, di recente anche il settore utilities italiano ha approcciato questa nuova etichetta, spinto dalla crescente rilevanza strategica del tema idrico nel contesto nazionale. Dopo Acea, che nel febbraio 2025 ha fatto da first mover, anche A2A ed Hera hanno integrato categorie di investimento blue nei propri Sustainable Finance Framework. Ad oggi, Acea e A2A sono stati i primi emittenti italiani in assoluto a collocare sul mercato un blue bond. Acea ha emesso EUR 500mln a 6 anni a giugno 2026 in formato pubblico; A2A invece ha optato, a ottobre 2025, per un Private Placement da EUR 155mln con scadenza a 5 anni.

Nel mercato retail, diversi istituti bancari hanno sviluppato i "Blue Certificates", strumenti finanziari derivati strutturati distribuiti attraverso le reti. Questi prodotti si caratterizzano per sottostanti sostenibili legati a indici tematici sulla blue economy, come l'MSCI Euro Blue Select e il World Water Enablers Index, che includono società attive nella tutela degli ecosistemi marini, nella gestione sostenibile delle risorse idriche e nella salvaguardia degli oceani.

Guardando agli indicatori, grandi operatori europei hanno ormai integrato obiettivi stringenti e misurabili all'interno delle proprie strategie ESG. Aziende internazionali quali Saur, Thames Water e Veolia monitorano da tempo metriche precise, mostrando trend di miglioramento consolidati e in linea con i traguardi climatici del 2030 e 2050.

Saur ha progressivamente ridotto il volume di acqua prelevata per utente, scendendo da circa 180 m³ all'anno nel 2020 a 174,7 m³ nel 2024 e superando in anticipo il target fissato per il 2025 (175,9 m³). Thames Water ha registrato il suo miglior dato storico nell'anno finanziario 2024/25, riducendo le perdite idriche medie fino a 569,1 milioni di litri al giorno.

In Italia lo scenario appare caratterizzato da maggiore variabilità nei livelli di efficienza e nella riduzione delle dispersioni idriche, complici la complessità geografica del territorio e l'eterogeneità delle infrastrutture tra le diverse aree del Paese.

6.4.3 I numeri di un mercato in espansione

I mercati finanziari globali stanno registrando un interesse sempre più marcato verso il settore idrico e gli strumenti di Blue Finance. Con una domanda destinata a superare l'offerta del 40% entro il 2030, la scarsità idrica sta determinando trasformazioni profonde nell'economia globale.

Il mercato dei blue bond ha raggiunto circa USD 5 mld di emissioni nel 2025 e si stima possa superare i USD 6 mld nel 2026⁶⁶. Nel corso del 2025 si sono registrati 43 deal tra i 10 maggiori

⁶⁶ Fonte: elaborazioni su dati Bloomberg; C. Ratti e Shaheen Contractor, Marzo 2026

emittenti del settore idrico, con ticket progressivamente più elevati. Parallelamente, nel mercato del debito si assiste alla diversificazione di sub-label ancora più specifiche, quali "marine conservation", "sustainable fisheries", "sustainable water" e "aquaculture", il cui numero di emissioni è più che raddoppiato nel 2025 rispetto all'anno precedente, intercettando 434 nuovi green bond.

Questa accelerazione è trainata in particolare dal settore utilities, che nel solo 2025 ha rappresentato oltre USD 3 mld di emissioni legate a progetti di gestione sostenibile delle risorse idriche, trattamento delle acque reflue e controllo dell'inquinamento. Nello stesso anno, sei dei primi dieci emittenti di blue bond a livello globale appartenevano a questo settore, a conferma della centralità delle infrastrutture idriche nei mercati del debito ESG.

6.4.4. La sfida dell'allocazione nei portafogli ESG

In questo scenario, i fondi tematici dedicati continuano a mostrare una significativa resilienza: nonostante la volatilità dei mercati, gli asset under management si sono mantenuti stabili a circa USD 39 mld. Tali evidenze confermano il **progressivo rafforzamento dell'interesse degli investitori verso strategie legate al settore idrico, sostenuto dalla crescente percezione dell'acqua quale asset strategico per la resilienza industriale, infrastrutturale e climatica a livello globale.**

Tuttavia, il comparto risulta ancora sottorappresentato nei portafogli ESG globali: appena il 2% degli oltre 2.500 fondi di sostenibilità monitorati presenta un'esposizione significativa al tema "water"⁶⁷.

Tale sotto-allocazione appare particolarmente rilevante in un contesto in cui la scarsità idrica sta assumendo natura sistemica, incidendo non soltanto sui settori tradizionalmente water-intensive, ma anche sullo sviluppo di infrastrutture strategiche ad alta intensità energetica e computazionale, quali i data center. L'approvvigionamento idrico sta emergendo a tutti gli effetti come un vincolo strutturale per alcune delle principali traiettorie di crescita industriale e tecnologica.

I dati confermano come **il tema dell'acqua sia ormai percepito dagli investitori globali come un ambito strategico della finanza sostenibile, non più confinato alla sola dimensione della filantropia ambientale, bensì riconosciuto come una componente strutturale e sempre più rilevante dei mercati.**

Finanziare la transizione energetica: fotovoltaico ed eolico quali fonti a bassa intensità idrica

La crescita delle energie rinnovabili offre una delle risposte più concrete alle sfide imposte dalla transizione energetica. Fotovoltaico ed eolico, in particolare, sono protagonisti di una trasformazione che coinvolge il modo in cui produciamo, distribuiamo e consumiamo energia.

Investire maggiormente nell'eolico e nel fotovoltaico, oltre a costruire un mix energetico a basso contenuto di CO₂, consente di ridurre il consumo di acqua e di minimizzare la competizione tra differenti utilizzi di tale preziosa risorsa: produzione energetica, agricoltura, usi industriali e domestici.

La transizione energetica in corso, caratterizzata da un forte sviluppo delle fonti rinnovabili - in particolare fotovoltaico ed eolico - sta creando condizioni molto favorevoli per la concessione di finanziamenti bancari a medio-lungo termine, soprattutto nel contesto italiano ed europeo.

⁶⁷ Fonte: elaborazioni su dati Bloomberg.

Un elemento chiave di questo processo è rappresentato dai **meccanismi pubblici** di incentivazione, tra cui i contratti per differenza (CfD) gestiti dal GSE. Tali strumenti prevedono un prezzo minimo garantito per l'energia prodotta: se il prezzo di mercato è inferiore, il GSE copre la differenza; se è superiore, il produttore restituisce l'eccedenza. Questo sistema riduce fortemente la volatilità dei ricavi e assicura una maggiore stabilità finanziaria nel tempo.

Dal punto di vista bancario, ciò si traduce in una più elevata prevedibilità dei flussi di cassa dei progetti, che diventa un fattore determinante per la concessione del credito. Progetti con ricavi stabili risultano infatti più facilmente valutabili, consentendo una strutturazione del finanziamento più efficiente, con durate più lunghe e livelli di indebitamento più elevati.

Inoltre, le tecnologie fotovoltaiche ed eoliche sono ormai mature e ampiamente diffuse, con rischi operativi relativamente contenuti. Questo contribuisce a rendere tali investimenti assimilabili, sotto il profilo finanziario, ad asset infrastrutturali, caratterizzati da rendimenti stabili e rischio moderato. Di conseguenza, questi progetti si prestano particolarmente a essere finanziati in modalità di project finance, anche senza ricorso diretto sugli sponsor.

Un ulteriore fattore positivo è rappresentato dalla crescente integrazione di questi investimenti nei criteri ESG (ambientali, sociali e di governance). Essendo pienamente coerenti con gli obiettivi di sostenibilità europei, i progetti rinnovabili hanno accesso facilitato a strumenti di finanza "green" e agevolata, con condizioni economiche più favorevoli sia per i promotori che per gli istituti finanziari.

La presenza di contratti di incentivazione di lungo periodo (spesso pari a 20 anni) consente inoltre un buon allineamento tra la durata dei flussi di cassa e quella dei finanziamenti, migliorando l'equilibrio complessivo delle operazioni.

Pernangono tuttavia alcuni elementi di attenzione, tra cui i rischi legati a eventuali cambiamenti normativi, ai tempi autorizzativi e alla variabilità naturale della produzione energetica. Tali aspetti richiedono un'adeguata analisi e strutturazione delle operazioni, soprattutto attraverso il supporto di strutture specialistiche sia interne (desk/specialisti) che esterne (advisors) alle banche, nell'ottica di una adeguata identificazione e mitigazione dei rischi dei progetti da finanziare.

In sintesi, la combinazione di incentivi pubblici, tecnologie consolidate e forte domanda di investimenti rende il settore delle rinnovabili particolarmente favorevole per l'erogazione di finanziamenti a medio-lungo termine, offrendo un profilo rischio-rendimento interessante e crescente opportunità di sviluppo per il sistema bancario.

6.5 La prospettiva della Tassonomia europea

6.5.1 L'acqua e la Tassonomia europea

La Tassonomia europea rappresenta lo strumento normativo, definito a livello comunitario tramite il Regolamento 2020/852 e ss.mm.ii., funzionale a valutare e valorizzare il contributo delle attività economiche ai sei obiettivi ambientali prioritari dell'Unione Europea. Per essere identificata come "ecosostenibile", e pertanto allineata alla Tassonomia europea, un'attività economica deve fornire un contributo sostanziale ad almeno uno dei sei obiettivi ambientali prioritari (superando criteri di vaglio tecnico), non arrecare un danno significativo ai restanti cinque obiettivi (il principio del Do No Significant Harm - DNSH), e rispettare le garanzie minime di salvaguardia sociale, relative ai diritti umani e del lavoro.

I sei obiettivi previsti dalla Tassonomia europea sono:

1. Mitigazione dei cambiamenti climatici
2. Adattamento ai cambiamenti climatici
3. **Uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine**
4. Transizione verso un'economia circolare

5. Prevenzione e riduzione dell'inquinamento
6. Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

L'acqua rappresenta dunque uno dei sei pilastri della Tassonomia, evidenziando la centralità del tema nella strategia di sostenibilità dell'Unione Europea. Tra le attività economiche tipiche del comparto idrico rientrano dunque tutte le attività afferenti all'obiettivo 3 e disciplinate nell'Allegato 1 dell'Environmental Delegated Act:

- **La fabbricazione, installazione e servizi associati per tecnologie di controllo delle perdite delle reti idriche** (e.g. misuratori di portata, dispositivi di comunicazione e opere civili accessorie);
- **La fornitura di acqua** (i.e. costruzione, ampliamento, gestione e rinnovo di sistemi di captazione, potabilizzazione e distribuzione di acqua per consumo umano);
- **Il trattamento delle acque reflue urbane** (e.g. depuratori, reti fognarie, strutture di gestione delle acque meteoriche);
- **I sistemi di drenaggio urbano sostenibile** (e.g. pavimentazioni permeabili, canali inerbiti, tetti verdi, aree di bioritenzione, stagni e zone umide urbane);
- **Le soluzioni basate sulla natura (nature-based) per la prevenzione e la protezione dal rischio di alluvioni e siccità;**
- **Le soluzioni IT/OT data-driven per la riduzione delle perdite idriche** (i.e. piattaforme di monitoraggio, sensoristica e software per individuare, tracciare e gestire le perdite di rete).

L'obiettivo dedicato all'"Uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine" non esaurisce gli ambiti industriali che coinvolgono la gestione dell'acqua. Si possono citare, ad esempio, sia altre attività economiche, tipiche del comparto, e disciplinate in obiettivi differenti, quali, a titolo di esempio:

- Digestione anaerobica dei fanghi di depurazione (obiettivi 1-2);
- Produzione di risorse idriche alternative per scopi diversi dal consumo umano (obiettivo 4);
- Recupero del fosforo dalle acque reflue (obiettivo 4);
- Conservazione, incluso il ripristino, di habitat, ecosistemi e specie, inclusi gli ambienti acquatici, costieri e marini (obiettivo 6).

O, ancora, attività di altri comparti, quale:

- **Produzione di energia elettrica da energia idroelettrica** (obiettivi 1-2).

6.5.2 Tassonomia e nesso acqua-energia

La forte interdipendenza tra acqua ed energia emerge chiaramente da alcune indicazioni della Tassonomia europea. Da un lato, la costruzione di infrastrutture idriche, come disciplinata nell'ambito dell'obiettivo di "Mitigazione dei cambiamenti climatici", deve avvenire nel rispetto di soglie di consumo energetico coerenti con il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione comunitari. Allo stesso tempo, è necessario che la produzione di energia da fonte idroelettrica non costituisca un danno per i corpi idrici e gli ecosistemi acquatici.

Efficienza energetica dell'infrastruttura idrica

La Tassonomia europea fissa, in alcuni casi, criteri di vaglio tecnico che prevedono soglie relative ai consumi energetici. Ad esempio, l'attività concernente la "Costruzione, espansione e gestione di sistemi di raccolta, trattamento e fornitura di acqua", nell'ambito dell'obiettivo di "Mitigazione dei cambiamenti climatici", tra i criteri di vaglio tecnico prevede che il consumo netto medio di energia sia inferiore a 0,5 kWh per metro cubo di acqua fornita. Laddove tali sistemi non siano

costruiti ex-novo, bensì si tratti di "Rinnovo di sistemi di raccolta, trattamento e fornitura di acqua", il requisito diventa quello di conseguire un miglioramento dell'efficienza energetica di almeno il 20%. Una logica analoga si applica alla "Dissalazione", disciplinata nell'ambito dell'obiettivo di "Adattamento ai cambiamenti climatici" ed elemento chiave per contrastare la crescente carenza d'acqua dolce. Affinché un impianto di dissalazione possa superare i criteri di vaglio tecnico indicati dalla Tassonomia, le emissioni di gas serra dell'impianto non devono superare i 1.080 gCO₂e/m³ di acqua dolce (valore corrispondente a un'intensità energetica di riferimento di 4 kWh/m³ combinata con un fattore emissivo di 270 gCO₂e/kWh).

Energia idroelettrica e Tassonomia

La Tassonomia prevede che la produzione di energia rinnovabile da fonte idroelettrica, nell'ambito dell'obiettivo di Mitigazione dei cambiamenti climatici, non arrechi un danno significativo alle risorse idriche, indicando specifici criteri di "Do No Significant Harm", volti ad assicurare che siano state attuate tutte le misure di mitigazione tecnicamente fattibili ed ecologicamente rilevanti per ridurre gli impatti negativi sulle acque e sugli habitat e sulle specie protetti che dipendono direttamente dall'ambiente acquatico.

Affinché l'attività di "Costruzione o gestione di impianti per la produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica" sia riconosciuta come "ecosostenibile" ai sensi della Tassonomia, deve, in primo luogo, rispettare i criteri di vaglio tecnico (Substantial Contribution). I criteri alternativi previsti sono tre: l'impianto è ad acqua fluente e privo di bacino artificiale; oppure la densità di potenza supera i 5 W/m²; oppure le emissioni di GHG lungo l'intero ciclo di vita sono inferiori ai 100 gCO₂e/kWh.

Riguardo invece alla tutela della risorsa idrica, i criteri DNSH (Do No Significant Harm) della Tassonomia relativi all'idroelettrico descrivono in che modo assicurarsi che i corpi idrici non vengano danneggiati a causa delle centrali idroelettriche. A tal proposito, la costruzione delle centrali idroelettriche deve essere preceduta da valutazioni strutturate che permettano di prevederne i possibili effetti avversi prevenendo ex-ante, mitigando o riparando ex-post eventuali danni. Tale problematica riguarda principalmente gli habitat e gli ecosistemi fluviali e lacustri che subiscono gli impatti di cambiamenti nelle correnti e di installazioni di grandi dimensioni. Iniziative di prevenzione e mitigazione possono riguardare la costruzione delle cosiddette fish guidance structures, di turbine "fish-friendly", nonché la programmazione di lavori manutentivi secondo i periodi migratori delle specie acquatiche.

Naturalmente, il rispetto del DNSH relativo all'obiettivo 3 può esser richiesto anche alle altre fonti rinnovabili qualora siano ravvisabili impatti sull'ecosistema marino (e.g. eolico offshore)

6.5.3 Come si stanno comportando i principali operatori

In sintesi, la Tassonomia europea è un framework particolarmente utile per verificare che gli investimenti — nel sistema idrico come in quello energetico — siano coerenti con gli obiettivi ambientali dell'Unione e valutati secondo criteri omogenei e comparabili.

Le aziende del settore delle utilities risultano tra le meglio posizionate quanto a quota di investimenti rendicontati come allineati, un esito atteso data la natura stessa delle attività svolte, che rientrano in larga parte nell'elenco degli atti delegati. Lo conferma il Rapporto di Sostenibilità 2024 "Le utilities italiane per la transizione ecologica e digitale", elaborato da Fondazione Utilitalis per conto di Utilitalia su un campione di circa 100 aziende: a fronte di un CapEx ammissibile pari in media al 77%, la quota allineata si attesta in media al 47%, con punte come quella di Acea, che nel 2025 dichiara il 71% dei CapEx allineati.

7. Conclusioni e raccomandazioni

7.1 Sintesi delle principali evidenze

Il presente rapporto ha proposto un'analisi integrata delle interazioni tra sistemi idrici ed energetici con l'obiettivo di superare una visione settoriale e valorizzare un approccio sistemico. La gestione di un settore ha, infatti, impatti diretti sulla disponibilità delle risorse, la sostenibilità e l'efficienza dell'altro.

A cura di Acea e Intesa
Sanpaolo

L'analisi ha seguito un percorso strutturato che ha incluso: una panoramica delle principali sfide idriche e della transizione energetica, l'introduzione al concetto del nesso acqua-energia, la quantificazione delle interdipendenze tra sistemi idrici ed energetici, l'evoluzione degli assetti di governance, la valutazione degli scenari prospettici al 2050, il contributo tecnologico dei casi studio applicativi e il ruolo degli strumenti finanziari a supporto degli investimenti.

Nel loro insieme, le evidenze raccolte confermano che acqua ed energia costituiscono un sistema fortemente interdipendente, in cui criticità e performance si trasmettono trasversalmente lungo l'intera catena del valore. In ottica operativa, emerge con chiarezza che l'approccio del nesso rappresenta non solo un framework analitico, ma una leva strategica per orientare le decisioni, migliorare la gestione dei rischi, e ottimizzare l'allocazione delle risorse del settore idrico ed energetico verso una maggiore efficienza, resilienza e sostenibilità complessiva.

7.2 Le principali sfide del nesso acqua-energia

L'interdipendenza tra i sistemi idrici ed energetici è strutturale e indissolubile. L'acqua è, infatti, essenziale per la produzione di energia (raffreddamento, idroelettrico, produzione dei materiali), mentre l'energia è necessaria per l'approvvigionamento idrico (estrazione, trattamento, distribuzione dell'acqua potabile) oltre che per gestire le acque reflue e per la dissalazione. Il nesso acqua-energia risulta sottoposto a pressioni crescenti e interdipendenti (Fig. 7.1). Le sfide climatiche rappresentano il principale driver critico: la crescente frequenza della siccità, l'aumento dello stress idrico e l'intensificazione degli eventi estremi stanno riducendo la disponibilità della risorsa e aumentando la competizione tra i diversi usi. In linea con quanto emerso nel presente Rapporto, tali dinamiche evidenziano l'effetto del clima sulle risorse idriche, compromettendo la produzione idroelettrica e aumentando la domanda energetica legata alle misure di adattamento, amplificando le interdipendenze tra i due sistemi. Alle sfide climatiche si aggiunge la crescente domanda di risorsa idrica proveniente da nuovi utilizzatori, in primis i data center che rappresentano una sfida per i territori di localizzazione.

Tutto ciò porterà a un aumento della competizione tra usi idrici amplificando le pressioni, specie nelle regioni mediterranee e aride, dove la scarsità idrica è attesa in forte crescita. Parallelamente, la transizione energetica sta avendo un impatto profondo e multidimensionale sul settore idrico. Alcune fonti rinnovabili (fotovoltaico ed eolico) consentono infatti una riduzione dei consumi, mentre altre presentano impronte idriche importanti (nucleare).

Le **sfide infrastrutturali** sono connesse alla capacità dei sistemi di rispondere adeguatamente alla domanda e alle crescenti pressioni. Il Rapporto evidenzia come vetustà degli asset e perdite nelle reti nel comparto idrico rappresentino un limite strutturale alla resilienza: le inefficienze aumentano i costi operativi e riducono la disponibilità effettiva della risorsa. Le perdite nei sistemi di distribuzione comportano un aumento significativo della domanda energetica per pompaggio e trattamento, con effetti diretti anche sulla produzione energetica nei sistemi interdipendenti.

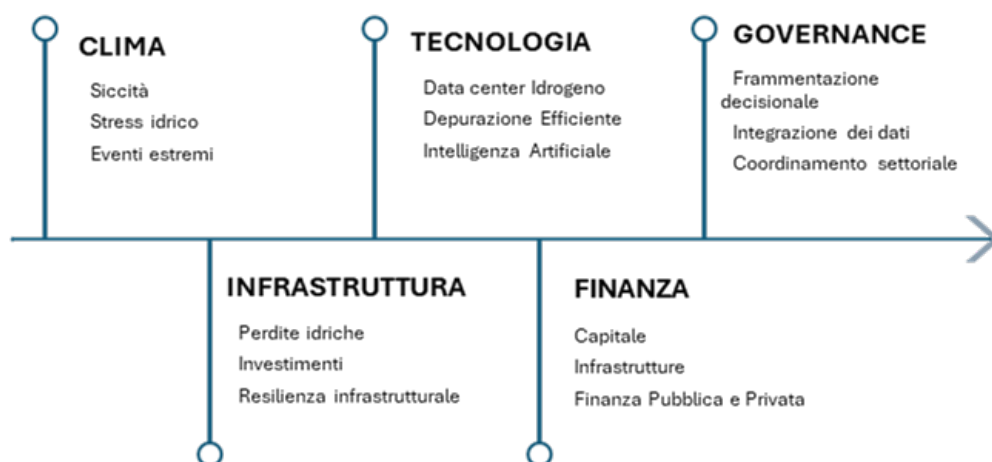
Le **sfide di governance** rappresentano un vincolo trasversale e spesso determinante. Il Rapporto sottolinea come la frammentazione decisionale, la molteplicità degli attori e la limitata integrazione dei dati ostacolino una pianificazione coordinata. Tutto ciò è coerente con quanto emerge da numerosi studi che evidenziano l'esistenza di gap strutturali nella governance del

nesso, legati alla separazione tra politiche settoriali, alla mancanza di strumenti condivisi e alla difficoltà di coordinamento tra livelli istituzionali.

Dal punto di vista delle **sfide tecnologiche**, il Rapporto evidenzia come l'innovazione introduca nuovi trade-off tra consumo idrico ed energetico. Tecnologie emergenti e nuove filiere produttive – come data center, idrogeno e sistemi di trattamento avanzato – possono incrementare significativamente la pressione sulle risorse, se non integrate in modo efficiente. Il Rapporto evidenzia come alcune soluzioni per affrontare la scarsità idrica (ad esempio, la dissalazione) siano altamente energivore, mentre altre tecnologie permettono miglioramenti rilevanti dell'efficienza energetica nei sistemi idrici, evidenziando un forte trade-off tecnologico. Parallelamente, le tecnologie digitali e l'IOT rappresentano fattori abilitanti per ridurre gli sprechi e aumentare l'efficienza.

Il fabbisogno di investimento in infrastrutture e tecnologie risulta significativo e in crescita, **la sfida è quella di attivare le risorse finanziarie** necessarie per realizzare investimenti tipicamente ad alta intensità di capitale, con orizzonti di ritorno pluriennali e impatti rilevanti sia sui costi operativi, sia sulla sostenibilità ambientale e climatica. In questo contesto il ruolo della finanza pubblica e privata è significativo agendo come abilitatore sia degli investimenti volti a migliorare l'efficienza nell'uso di risorse idriche, sia per adeguare la dotazione infrastrutturale e conseguire una maggiore resilienza del settore, sia per finanziare la transizione energetica.

Fig. 7.1 – Le sfide del nesso acqua-energia



Fonte: elaborazione degli autori

7.3 Dalle sfide alle opportunità strategiche

In questa prospettiva, il nesso acqua-energia consente di trasformare le sfide in opportunità, creando nuove connessioni tra soluzioni, fattori e attori, abilitando lo sviluppo di *'percorsi evolutivi'* integrati orientati all'approccio sistemico (Fig. 7.2).

Decarbonizzazione e resilienza: la transizione energetica offre l'opportunità di ridurre l'intensità idrica del sistema energetico attraverso la diffusione delle fonti rinnovabili e il progressivo superamento delle tecnologie più idro-esigenti. In particolare, l'integrazione tra strategie di decarbonizzazione e gestione efficiente delle risorse idriche consente di rafforzare la resilienza dei sistemi, riducendo l'esposizione ai rischi climatici e migliorando la sicurezza energetica e idrica. La letteratura evidenzia come l'adozione di tecnologie a basse emissioni, l'elettrificazione

dei processi e il ricorso al riuso delle acque possano contribuire significativamente alla riduzione delle emissioni da parte del sistema idrico ed energetico.

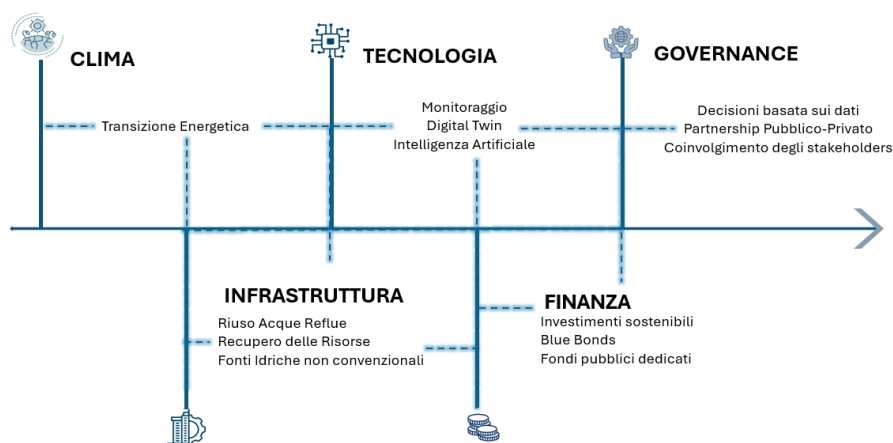
Digitalizzazione dei sistemi idrici ed energetici: la digitalizzazione rappresenta una leva strategica per migliorare simultaneamente le prestazioni idriche ed energetiche. I casi studio analizzati dimostrano come strumenti quali monitoraggio continuo, telecontrollo, sensoristica avanzata, digital twin e intelligenza artificiale permettano di ottimizzare i processi operativi e ridurre le inefficienze. Queste tecnologie consentono di migliorare la gestione degli asset, ridurre le perdite e supportare processi decisionali basati su dati. La digitalizzazione è un fattore abilitante per sistemi più integrati, anche in ottica di economia circolare e gestione intelligente delle risorse.

Economia circolare dell'acqua: la circolarità costituisce una dimensione trasversale e sottesa all'insieme delle tematiche del nesso acqua-energia. L'applicazione dei principi dell'economia circolare consente di ridurre la pressione sulle risorse naturali e rafforzare la sicurezza idrica. In particolare, il riuso delle acque reflue (a cui è stato dedicato il primo rapporto dell'Osservatorio Idrico), il recupero delle risorse, la valorizzazione dei sottoprodotti e l'utilizzo di fonti idriche non convenzionali permettono di chiudere i cicli di utilizzo della risorsa. Queste soluzioni trasformano i sistemi idrici in piattaforme di produzione di valore, contribuendo alla riduzione dei consumi e alla sostenibilità complessiva.

Recupero energetico e neutralità energetica del servizio idrico: l'evoluzione tecnologica consente di trasformare progressivamente i sistemi idrici da consumatori a produttori e gestori attivi di energia. Attraverso il recupero energetico nei processi di trattamento e l'integrazione di fonti rinnovabili, è possibile ridurre la dipendenza energetica del settore. Alcuni sistemi avanzati sono già in grado di raggiungere livelli di autosufficienza energetica, migliorando al contempo sostenibilità economica e ambientale. L'analisi condotta conferma il potenziale di questi approcci nel contribuire alla riduzione delle emissioni e al raggiungimento di modelli di neutralità energetica.

Nuovi modelli di finanziamento e blue finance: il rafforzamento del nesso acqua-energia richiede investimenti significativi, rendendo essenziale il ricorso a strumenti finanziari innovativi. Le operazioni in partnership pubblico-privato, i finanziamenti di tipo corporate e la finanza sostenibile, rappresentano leve fondamentali per accelerare la realizzazione di progetti integrati acqua-energia. Questi strumenti consentono di mobilitare capitali pubblici e privati e supportano la transizione verso infrastrutture resilienti. Dal Rapporto emergono le principali caratteristiche di tali operazioni e la crescente rilevanza del mercato della blue finance nel colmare il gap di investimento.

Fig. 7.2 – Le sfide del nesso in ottica strategica



Fonte: elaborazione degli autori

7.4 Dalla strategia al valore operativo del nesso

I casi studio analizzati nel capitolo 5 mostrano che il valore del nesso non consiste esclusivamente nel quantificare il consumo di acqua necessario alla produzione energetica o viceversa. Le tecnologie di monitoraggio, automazione, telecontrollo e l'emergente intelligenza artificiale dimostrano come il nesso possa essere tradotto in pratiche gestionali concrete. Il dato assume così un nuovo ruolo oltre la rendicontazione, per diventare un elemento centrale che individua colli di bottiglia e ottimizza congiuntamente gli elementi del sistema nesso identificato. In termini operativi, tale ottica permette di: **i) Individuare inefficienze lungo la catena del valore** (ad esempio perdite idriche che generano un aumento di consumi energetici, oppure inefficienze energetiche che incrementano i costi e l'impronta ambientale dei servizi idrici); **ii) Identificare colli di bottiglia nei processi** (come alcune fasi di trattamento o pompaggio ad alta intensità energetica, nel caso in cui una specifica operazione richiede più energia, tempo o capacità operativa rispetto alle altre); **iii) Supportare decisioni di investimento e gestione basate su evidenze quantitative e scenari previsionali** (ad esempio valutando come l'introduzione di fonti rinnovabili, sistemi o interventi di efficienza energetica possano ridurre i costi operativi del servizio idrico).

Tuttavia, questo valore operativo del nesso dipende dalla capacità di applicarlo in modo selettivo e adattato ai contesti territoriali, come evidenziato nei diversi casi studio del Rapporto. Una visione eccessivamente estesa delle interdipendenze tra sistemi rischia, infatti, di aumentare la complessità senza generare benefici concreti. Al contrario, l'identificazione delle relazioni più rilevanti per ciascun contesto consente di tradurre il nesso in uno strumento decisionale efficace, capace di integrare dati, tecnologie e gestione operativa.

Quindi, si tratta di definire uno spazio operativo, dove la complessità del nesso non diventa controproducente, ma viene gestita attraverso l'integrazione selettiva delle sue componenti. In questa prospettiva, i casi studio analizzati mostrano come il valore del nesso emerga proprio dalla capacità di collegare tra loro elementi apparentemente separati: ad esempio, la riduzione delle perdite nelle reti idriche non solo migliora l'efficienza dell'approvvigionamento, ma riduce anche i consumi energetici legati al pompaggio; allo stesso modo, l'ottimizzazione dei processi di trattamento consente di diminuire contemporaneamente costi operativi ed emissioni.

Allo stesso modo, l'adozione di sistemi digitali e di monitoraggio consente di integrare flussi di dati provenienti da diverse componenti del sistema, creando connessioni tra acqua, energia e

infrastrutture e supportando decisioni più efficaci. In questo senso, il nesso non rappresenta soltanto un insieme di criticità da gestire, ma uno spazio in cui le relazioni tra sistemi possono essere sfruttate per generare nuove soluzioni integrate, abilitando percorsi evolutivi che migliorano simultaneamente efficienza, resilienza e sostenibilità.

7.5 Raccomandazioni per l'attuazione del nesso acqua-energia

Le seguenti raccomandazioni delineano un quadro operativo per l'implementazione del nesso acqua-energia, traducendo i principali elementi strategici in azioni concrete e priorità di intervento per decisori pubblici, gestori e parti interessate. La figura 7.3 presenta i diversi temi al cuore delle raccomandazioni e come essi si intersecano.

Fig. 7.3 – L'integrazione operativa raccomandata del nesso acqua-energia



Fonte: elaborazione degli autori

1. Trattare il nesso acqua-energia come una strategia operativa, non solo come un framework analitico

La prospettiva del nesso acqua-energia consentirebbe di gestire le interdipendenze tra sistemi idrici ed energetici, orientando decisioni, investimenti e infrastrutture, superando una lettura limitata alla sola analisi delle interdipendenze tra i due settori. Ciò richiede di considerare in modo sistematico gli effetti delle scelte idriche sui fabbisogni energetici e, viceversa, gli impatti delle politiche energetiche sulla disponibilità, qualità e gestione della risorsa idrica. A differenza della CO₂, il cui dominio di riferimento è globale, **per l'acqua il dominio rilevante è tipicamente il bacino idrografico**: un approccio realmente operativo al nesso richiede quindi di ancorare ogni analisi alla scala territoriale corretta, poiché gli effetti di una modifica degli usi idrici si propagano a valle, incidendo su ecosistemi, usi concorrenti e sostenibilità delle attività coinvolte. Questo richiede anche di prestare massima attenzione ad un vuoto strategico oggi evidente: mentre l'energia dispone di quadri strategici consolidati a livello nazionale e sovranazionale, l'acqua non ha ancora una strategia inter e intra-statale altrettanto strutturata. Le tensioni geopolitiche hanno rimesso in discussione molte priorità energetiche e ambientali, ma ciò non dovrebbe portare a un arretramento degli obiettivi di lungo periodo: occorre definire traiettorie realistiche, evitando che il dibattito pubblico si concentri su singole opzioni tecnologiche a scapito del rafforzamento delle rinnovabili e delle integrazioni sistemiche necessarie. Un approccio operativo al nesso acqua-energia consente di individuare soluzioni capaci di generare benefici congiunti in termini di efficienza, resilienza, sostenibilità ambientale e sicurezza degli approvvigionamenti.

2. Adottare sistemi integrati di monitoraggio e controllo

Una gestione efficace del nesso acqua-energia richiede dati affidabili, comparabili e tempestivi sui flussi idrici ed energetici lungo l'intero ciclo delle infrastrutture. È, pertanto, necessario sviluppare sistemi integrati di monitoraggio in grado di rilevare consumi, perdite, qualità dell'acqua, fabbisogni energetici, emissioni e vulnerabilità climatiche. Un ambito ancora poco coperto da dati strutturati riguarda i malfunzionamenti e gli eventi catastrofici che si ripercuotono a cascata sul nesso - ad esempio una siccità che compromette la produzione idroelettrica e nucleare o l'impatto reciproco tra infrastrutture idriche, energetiche e di trasporto quando una di esse si guasta. La disponibilità di informazioni condivise e aggiornate può migliorare la pianificazione operativa, ottimizzare l'uso delle risorse e intervenire più rapidamente in presenza di inefficienze, criticità o situazioni di stress. Tali interventi sono essenziali per la resilienza del sistema energetico e per lo sviluppo economico e sociale.

3. Accelerare la digitalizzazione delle infrastrutture idriche ed energetiche

La digitalizzazione costituisce una leva essenziale per rendere le infrastrutture più efficienti e resilienti. Tecnologie quali smart meter, sensori, sistemi di telecontrollo, manutenzione predittiva, digital twin e intelligenza artificiale possono contribuire a ridurre le perdite di rete, ottimizzare i consumi energetici, migliorare la gestione degli impianti e anticipare le conseguenze di eventi estremi sempre più frequenti. Gli investimenti digitali dovrebbero pertanto essere considerati parte integrante della modernizzazione delle reti idriche ed energetiche, e non un elemento accessorio, e valutate in una prospettiva di nesso.

4. Promuovere il riuso delle acque e i principi dell'economia circolare

Il riuso delle acque reflue depurate, il recupero di energia, nutrienti e materiali dalle acque reflue e dai fanghi di depurazione, e la loro valorizzazione, rappresentano ambiti prioritari per rafforzare il legame tra transizione idrica ed energetica. Il riuso delle acque reflue rappresenta generalmente la soluzione più efficiente e sostenibile per aumentare la disponibilità idrica, riducendo contestualmente consumi energetici e impatti ambientali. Gli impianti di trattamento possono evolvere da strutture dedicate esclusivamente alla depurazione a vere e proprie piattaforme per il recupero di risorse, contribuendo a ridurre la pressione sulle fonti convenzionali, limitare i consumi energetici e sostenere nuovi impieghi dell'acqua nei settori agricolo, industriale e urbano. Tale evoluzione, tuttavia, non può essere valutata solo in termini quantitativi di risorsa recuperata: il riuso va sempre verificato alla scala del bacino, poiché l'acqua depurata sottratta al corpo idrico recettore può incidere negativamente in condizioni di magra o dove i deflussi depurati contribuiscono al mantenimento di soglie ecologiche essenziali. Ambiente ed ecosistemi vanno considerati soggetti del sistema di riferimento, non elementi residuali rispetto agli usi produttivi o civili. Per favorire questa evoluzione sono necessari quadri regolatori abilitanti, investimenti adeguati e una maggiore accettazione sociale delle soluzioni di riutilizzo della risorsa idrica.

5. Integrare il nesso acqua-energia nei processi di pianificazione, investimento e gestione del rischio

Le interdipendenze tra acqua ed energia devono essere considerate fin dalle fasi di pianificazione delle infrastrutture, della valutazione degli investimenti e della definizione delle strategie di adattamento climatico. Ciò implica includere indicatori idrici, energetici e climatici nei processi decisionali, nelle analisi costi-benefici e nella valutazione dei rischi fisici e finanziari - condotte, quando possibile, prima dell'adozione delle scelte strategiche e sempre contestualizzate al bacino idrografico di riferimento (il caso dell'idrogeno verde è emblematico: efficiente se osservato a scala globale, potenzialmente critico se valutato a scala di singolo bacino in contesti già soggetti a stress idrico). L'acqua, inoltre, deve entrare esplicitamente nei grandi discorsi settoriali della transizione energetica, ad esempio, nel dibattito su nucleare e uso delle risorse idriche e il nesso va reso visibile e misurabile all'interno dei Piani Industriali delle utility,

non trattato come tema laterale. Integrare il nesso nelle scelte di lungo periodo consente di evitare investimenti inefficienti o incoerenti, indirizzando le risorse verso interventi capaci di generare benefici multipli per il territorio, il sistema produttivo e la collettività.

6. Sviluppare una governance nesso data-driven, supportata da politiche pubbliche abilitanti

L'attuazione del nesso acqua-energia richiede una governance fondata su pensiero sistemico, condivisione dei dati, indicatori comuni, e supporto decisionale avanzato — oggi resa più difficile dalla frammentazione delle competenze e dall'assenza di indirizzi specifici sul versante idrico, spesso subordinato a quello energetico. Serve una governance realmente coordinata tra i dicasteri competenti, con le multiutility nel ruolo di attore chiave di raccordo operativo tra i due settori. Le politiche pubbliche possono svolgere un ruolo decisivo attraverso strumenti di regolazione, standard di reporting, criteri ESG e meccanismi tariffari orientati all'efficienza idrica ed energetica — tenendo presente, tuttavia, che il prezzo dell'acqua non va considerato una leva diretta e autosufficiente per il risparmio idrico: la distinzione tra valore e prezzo resta cruciale, e una valorizzazione economica che non tenga conto delle funzioni ecologiche della risorsa e degli equilibri di bacino può generare criticità significative. In questo contesto, approcci di tipo 'nudge' — strumenti che orientano i comportamenti di imprese e investitori senza imporre obblighi diretti — possono affiancare, ma non sostituire, un accesso più strutturato alla governance attraverso la Regolazione e il rapporto con il finanziatore. L'intelligenza artificiale può inoltre contribuire alla simulazione di scenari, all'identificazione preventiva dei rischi e al coordinamento delle decisioni tra settori tradizionalmente separati.

7. Incentivare soluzioni tecnologiche che promuovono il nesso acqua-energia, ed altri componenti

La gestione delle infrastrutture evolve verso modelli basati sul recupero delle risorse, usando soluzioni tecnologiche con traiettorie particolarmente promettenti e già in fase di implementazione. In questo contesto, digital twins e IA generativa abilitano monitoraggio in tempo reale e ottimizzazione predittiva, mentre la dissalazione alimentata da energia rinnovabile e le membrane avanzate ibride (e.s. FO-RO, nanomateriali) riducono le impronte idriche ed energetiche. Parallelamente, i sistemi acqua-to-resource (e.s. bioelettrochimici e biorefineries) integrano con soluzioni di recupero del calore, geotermia, ed idrogeno per aumentare la flessibilità operativa. Nei data center, tecnologie come liquid cooling (a immersione e diretta), controllo termico basato su IA e sistemi ibridi acqua-aria con accumulo termico riducono significativamente i consumi energetici ed idrici, e il riutilizzo del calore di scarto integrato con rinnovabili e storage trasforma i data center in prosumer energetici. È bene tuttavia accompagnare ogni guadagno di efficienza con una governance adeguata: senza un quadro regolatorio che fissi limiti e indirizzi, il miglioramento tecnologico rischia di tradursi, secondo la logica del paradosso di Jevons, in un aumento anziché in una riduzione della domanda complessiva sulla risorsa che si intende preservare.

8. Rafforzare le strategie di disseminazione e coinvolgimento degli stakeholder

La priorità non è solo aumentare la produzione di conoscenza sul nesso, ma trasformare la disseminazione in uno strumento di governance applicata. Ciò richiede il superamento di approcci puramente informativi a favore di processi che integrino evidenze scientifiche, pianificazione strategica e pratica decisionale. La disseminazione, quindi, assume un ruolo abilitante, per il dialogo tra livelli istituzionali, settori, e stakeholder e supportando l'adozione di politiche più coerenti. Si tratta di sviluppare meccanismi che favoriscano la circolazione delle conoscenze tra il mondo della ricerca e i decisori pubblici. Inoltre, una maggiore condivisione di dati, metodologie e buone pratiche può rafforzare il coordinamento intersettoriale.

9. Adottare modelli di finanziamento innovativi implementando le necessarie misure

La finanza privata riveste un ruolo sempre più attivo nel supportare gli investimenti legati al nesso acqua-energia attraverso un portafoglio ampio di strumenti, spesso in sinergia con l'intervento pubblico. Per le operazioni di Partenariato Pubblico-Privato (PPP) risulta importante agire sulla dimensione aziendale, che è un punto centrale per la bancabilità degli investimenti, e sulla certezza e della stabilità del quadro normativo e regolatorio. È inoltre strategico avviare una riflessione su strutture di finanziamento con scadenze che possano superare l'orizzonte concessorio, o che almeno introducano meccanismi di flessibilità negli anni immediatamente successivi alla scadenza. Gli strumenti della blue finance rappresentano un'innovazione significativa per la trasformazione del settore idrico, poiché coniugano in modo strutturale rendimento economico e impatto ambientale misurabile. Tuttavia, è necessario allineare la rappresentazione del comparto nei portafogli ESG globali tenendo conto che l'incentivazione finanziaria, da sola, non è sufficiente: va accompagnata da stabilità regolatoria e da un rapporto strutturato con il finanziatore.

10. Superare i gap metodologici e ampliare il perimetro del nesso acqua-energia

Superare i limiti metodologici che ancora caratterizzano la ricerca sul nesso acqua-energia, promuovendo l'integrazione tra modelli, scale di analisi e fonti dei dati, una migliore gestione delle incertezze e una maggiore traducibilità dei risultati in strumenti operativi per le policy. A questo si aggiunge una difficoltà strutturale: acqua ed energia rispondono a meccanismi diversi anche sul piano fisico - infrastrutture, trasferibilità della risorsa, funzionamento dei mercati, elasticità al prezzo dell'utente - che rendono la comparazione diretta tra i due settori meno immediata di quanto sembri. Superare questi limiti richiede di promuovere l'integrazione tra modelli, scale di analisi e fonti dei dati, una migliore gestione delle incertezze e una maggiore traducibilità dei risultati in strumenti operativi per le policy, incluso lo sviluppo di un'analisi qualitativa dei rischi e delle barriere all'implementazione delle raccomandazioni stesse, e di criteri di prioritizzazione che tengano conto sia del contesto territoriale, sia della fattibilità concreta di ciascuna misura. Parallelamente, è necessario ampliare il perimetro analitico del nesso includendo dimensioni strategiche quali sistemi alimentari, ecosistemi e biodiversità, rischio climatico, digitalizzazione, governance ed equità sociale, così da cogliere la natura sempre più interdependente delle risorse. L'integrazione di temi emergenti come economia circolare, riuso delle acque, desalinizzazione, idrogeno e sistemi decentralizzati consente inoltre di valutare in modo più completo gli impatti, i trade-off e le opportunità di resilienza nella pianificazione di lungo periodo.

In conclusione, la Tabella 7.1 inquadra una visione strategica e operativa del nesso acqua-energia, come delineata in questo Rapporto, utilizzando casi studio e politiche esistenti come punti di ingresso per l'analisi.

Tab. 7.1 – Leve strategiche del nesso acqua-energia

Dominio / Sfide	Leva del nesso acqua-energia	Impatto
Clima	Decarbonizzazione	Resilienza
Infrastrutture	Efficienza	Riduzione Costi
Tecnologia	Digitalizzazione	Ottimizzazione
Governance	Coordinamento	Decisioni Integrate
Finanza	Investimenti	Accelerazione della transizione

Fonte: elaborazione degli autori

7.6 Considerazioni finali

Questo Rapporto ha evidenziato che il nesso acqua-energia non rappresenta soltanto una relazione tra due risorse, ma che può ispirare un nuovo paradigma di governance. In un contesto caratterizzato dal cambiamento climatico, dalla trasformazione digitale e dalla crescente

competizione per le risorse, la capacità di integrare infrastrutture, dati, investimenti e politiche pubbliche diventerà una condizione essenziale per costruire sistemi più resilienti, efficienti e sostenibili. Il nesso evolve lungo quattro dimensioni chiave: una dimensione operativa, in cui i dati e le tecnologie digitali supportano decisioni integrate; una dimensione strategica, che consente di trasformare le criticità in opportunità attraverso decarbonizzazione, digitalizzazione ed economia circolare; una dimensione territoriale, che richiede un approccio selettivo e adattivo alle specificità locali; e, infine, una dimensione di governance, fondata su coordinamento, condivisione dei dati e strumenti data-driven.

Riferimenti bibliografici

Abazaj, J., Moen, Ø., & Ruud, A. (2016). Striking the balance between renewable energy generation and water status protection: Hydropower in the context of the European Renewable Energy Directive and Water Framework Directive. *Environmental Policy and Governance*, 26(5), 409–421. <https://doi.org/10.1002/eet.1710>

Adamovic, M., Bisselink, B., De Felice, M., De Roo, A., Dorati, C., Ganora, D., Medarac, H., Pistocchi, A., Van De Bund, W. and Vanham, D., Water-Energy Nexus in Europe, Magagna, D., Bidoglio, G., Hidalgo Gonzalez, I. and Peteves, E. editor(s), EUR 29743 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019, ISBN 978-92-76-03385-1, doi:10.2760/968197, JRC115853. <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC115853>

Adamu, H., Bello, U., Tafida, U. I., Zango, Z. U., Muhammad, K. Y., & Qamar, M. (2026). Review on the intersection of materials science and policy: A dual-track approach to realizing a green hydrogen economy for climate-neutral energy transition. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 86, 104831. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2026.104831>

Adebisi, J., Indongo, E., & Amusan, M. (2023). A feasibility study on the implementation of a solar powered water desalination plant. *Journal of Digital Food, Energy & Water Systems*, 4(2). https://doi.org/10.36615/digital_food_energy_water_systems.v4i2.2886

Ahmad, A. (2021). Increase in frequency of nuclear power outages due to changing climate. *Nature Energy*, 6(7), 755–762. <https://doi.org/10.1038/s41560-021-00849-y>

Aili, A., Long, W., Cao, Z. & Wen, Y. (2024). Radiative free cooling for energy and water saving in data centers, *Applied Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.122672>

Al Kez, D., Foley, A.M., Hasan Wong, F.B.M., Dolfi, A. & Srinivasan, G. (2025). AI-driven cooling technologies for high-performance data centres: state-of-the-art review and future directions. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2025.104511>

ALTHESYS. (2020). Energy for water sustainability: Sviluppare le sinergie elettrico-idrico per la sostenibilità. https://www.althesys.com/wp-content/uploads/2020/10/Energy-for-water-sustainability-Rapporto-Completo_2020.pdf

Amaranto, A., Mancusi, L., Viterbo, F., Braca, G., & Garofalo, E. (2025). Unravelling the uncertainties in the climate-water-energy interplay: A distributed analysis of the Italian territory. *Renewable Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2025.122857>

Ambrose, H. W., Jiang, T., Kofoed, M. V. W., & Mortensen, L. (2026). Water circularity in Power-to-X: Strategies for integrating water reuse into emerging energy systems. *Current Opinion in Environmental Sustainability*. <https://doi.org/10.1016/j.cosust.2026.101623>

Aqua Publica Europea. (2025). Financing water resilience: How to reconcile environmental sustainability, equity, and efficiency in the water sector for the future of Europe.

ARERA. (2017). Cosa sono gli Ambiti Territoriali Ottimali? <https://www.arera.it/atlanter-per-il-consumatore/acqua/il-servizio-idrico/la-governance/cosa-sono-gli-ambiti-territoriali-ottimali>

ARERA – Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2025). Memoria dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente in merito al disegno di legge "Conversione in legge del decreto-legge 17 ottobre 2024, n. 153..." (AS 1272) (Memoria 465/2024/l/com). <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/24/465-24>

ARERA. (2026). *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*. Milano. [RA26 Volume 1.pdf](#)

Arfelli, F., Ciacci, L., Vassura, I., & Passarini, F. (2022). Nexus analysis and life cycle assessment of regional water supply systems: A case study from Italy. *Resources, Conservation and Recycling*. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2022.106446>

Arrojo Agudo, P. (2025). Water and energy nexus: Report of the Special Rapporteur on the human rights to safe drinking water and sanitation (A/HRC/60/30). United Nations Human Rights Council. <https://www.ohchr.org/en/documents/thematic-reports/ahrc6030-water-and-energy-nexus-report-special-rapporteur-human-rights>

Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) (2026), L'ASNR fait le point sur les conséquences des canicules et sécheresses sur les centrales nucléaires, Note d'information, 25 giugno 2026. Disponibile presso: <https://www.asnr.fr/actualites/lasnr-fait-le-point-sur-les-consequences-des-canicules-et-secheresses-sur-les-centrales>

Awais, M., Vinca, A., Byers, E., Frank, S., Fricko, O., Boere, E., Burek, P., Poblete Cazenave, M., Kishimoto, P. N., Mastrucci, A., Satoh, Y., Palazzo, A., McPherson, M., Riahi, K., & Krey, V. (2024). MESSAGEix-GLOBIOM nexus module: Integrating water sector and climate impacts. *Geoscientific Model Development*, 17(6), 2447–2469. <https://doi.org/10.5194/gmd-17-2447-2024>

Bakken, T. H., Killingtveit, Å., & Alfredsen, K. (2017). The water footprint of hydropower production — State of the art and methodological challenges. *Global Challenges*, 1(5), 1600018. <https://doi.org/10.1002/gch2.201600018>

Bertanza, G., Sorlini, S., & Vaccari, M. (2020). Energy balance in the water cycle in Italy: State of the art and perspectives. In *Advances in Science, Technology and Innovation*.

Bidoglio, G., Vanham, D., Bouraoui, F., & Barchiesi, S. (2019). The water-energy-food-ecosystems (WEFE) nexus. *Encyclopedia of Ecology*, 459–466. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-409548-9.11036-X>

Bilto, M., & Uyar, T. S. (2026). Hydrogen as a viable decarbonization enabler for critical sectors: A comprehensive review. *International Journal of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2026.156025>

Bloomberg Intelligence. (2026, March). Water risk outlook 2026. Bloomberg.

Camera dei Deputati. (2026). Acque. <https://temi.camera.it/leg19/temi/acque.html>

Carlino, A., Wongel, A., Duan, L., Virguez, E., Davis, S. J., Edwards, M. R., & Caldeira, K. (2025). Variability of technology learning rates. *Advances in Applied Energy*, 100252. <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2025.100252>

Carmona-Moreno, C., Crestaz, E., Cimmarrusti, Y., Farinosi, F., Biedler, M., Amani, A., Mishra, A., & Carmona-Gutierrez, A. (2021). Implementing the Water-Energy-Food-Ecosystems Nexus and achieving the Sustainable Development Goals. European Commission & IWA Publishing. <https://doi.org/10.2760/536860>

Chen, W.-Y., Shi, X. L., Zou, J., & Chen, Z.-G. (2022). Thermoelectric coolers: Progress, challenges, and opportunities. *Small Methods*, 6(2), 2101235. <https://doi.org/10.1002/smtd.202101235>

Chen, F., Wang, Z., Hu, X., Ding, Y., & Zheng, H. (2026). Water scarcity challenges global power plant operation. *Environmental Impact Assessment Review*. <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2026.108443>

CMCC Foundation – Euro-Mediterranean Center on Climate Change. (2020). Rischio clima in Italia: Le minacce del cambiamento climatico e come affrontarle. CMCC Foundation.

Coldiretti. (2022). Clima: 6 mld di danni dalla peggiore siccità da 500 anni.

https://www.coldiretti.it/meteo_clima/clima-6-mld-di-danni-dalla-peggioreEA-siccita-da-500-anni

Commissione europea. (2019). Il Green Deal europeo (COM(2019) 640 final).

Commissione europea. (2021). Un percorso verso un pianeta più sano per tutti. Piano d'azione dell'UE: «Verso l'inquinamento zero per l'aria, l'acqua e il suolo», (COM(2021) 400 final).

Commissione Europea. (2020). EU Reference Scenario 2020: Energy, transport and GHG emissions. https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020_en

Commissione europea. (2025). Strategia europea sulla resilienza idrica (COM(2025) 280 final). EUR-Lex. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:52025DC0280>

Commissione europea. (2026a). European Semester 2026 Country Report – Italy. [https://ec.europa.eu/transparency/documents-register/detail?ref=SWD\(2026\)212&lang=en](https://ec.europa.eu/transparency/documents-register/detail?ref=SWD(2026)212&lang=en)

Commissione europea. (2026b). REPowerEU. https://commission.europa.eu/topics/energy/repowereu_it

Commissione Europea (n.d.). Italy: Ready to see water differently? Water Wise EU. Retrieved July 15, 2026, from https://environment.ec.europa.eu/topics/water/water-wise-eu/italy_en

Commissione mondiale sull'economia dell'acqua (Global Commission on the Economics of Water). (2024). *The economics of water: Valuing the hydrological cycle as a global common good*. <https://watercommission.org/publication/the-economics-of-water/>

Contractor, S. (2026). Funds with the greatest water exposure. Bloomberg.

Coşkun Dilcan, Ç., & Aydınlı Koksall, M. (2026). Basin-based evaluation of the water–energy–climate nexus in Türkiye: Climate scenarios-based ANFIS and GIS assessment. *Journal of Hydrology: Regional Studies*. <https://doi.org/10.1016/j.ejrh.2026.103477>

Cousins, J. J., Cantor, A. A., & Turley, B. (2024). Water throughout the green energy transition: Hydrosocial dimensions of coal, natural gas, and lithium. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Water*. <https://doi.org/10.1002/wat2.1751>

Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 7 ottobre 2024.

Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 17 ottobre 2024. Adozione del Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico (PNISSI). *Gazzetta Ufficiale* n. 302 del 27.12.2024.

Decreto ministeriale 16 settembre 2025, n. 223. Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico (PNISSI) – stralcio attuativo. *Gazzetta Ufficiale* n. 246 del 22.10.2025.

Decreto-legge 19 febbraio 2026, n. 19. Ulteriori disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza. *Gazzetta Ufficiale* n. 41 del 19.02.2026.

Di Gesù, J. (2020). Il riparto di competenze tra Stato e Regioni in materia di energia dal primo regionalismo alla clausola di asimmetria. *Italian Papers on Federalism*, 2(2020). <https://www.ipof.it/il-riparto-di-competenze-tra-stato-e-regioni-in-materia-di-energia-dal-primo-regionalismo-alla-clausola-di-asimmetria/>

Dipartimento per la programmazione e il coordinamento della politica economica. (2026). *La "governance" dell'approvvigionamento idrico primario: stato dell'arte, profili critici e*

prospettive. Presidenza del Consiglio dei Ministri. Available at:

<https://www.programmazioneeconomica.gov.it/media/optjyx2/11-aip-def-genn-2026.pdf>

Direttiva 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2000 che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque. Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea, L 327, 22.12.2000, 1.

Direttiva (UE) 2018/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica. Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea, L 328, 21.12.2018, 210.

Direttiva (UE) 2023/1791 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023 sull'efficienza energetica. Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea, L 2023/1791, 20.09.2023.

Direttiva (UE) 2023/2413 del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 ottobre 2023 che modifica la direttiva (UE) 2018/2001 per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili. Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea, L 2023/2413, 31.10.2023.

Direttiva (UE) 2024/1275 del Parlamento europeo e del Consiglio del 24 aprile 2024 sulla prestazione energetica degli edifici (rifusione). Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea, L 2024/1275.

Direttiva (UE) 2024/3019 del Parlamento europeo e del Consiglio. Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea, L 2024/3019.

Eilitetech. (2026, June 1). VFD in water treatment: Pump control, aeration, and energy savings guide. <https://eilitetech.com/vfd-in-water-treatment/>

Électricité de France (EDF) (2026), Adaptation de la production des unités de production de la centrale de Nogent-sur-Seine en raison des conditions climatiques, 23 giugno 2026 (aggiornato il 30 giugno 2026). Disponibile presso: <https://www.edf.fr/adaptation-de-la-production-des-unites-de-production-de-la-centrale-de-nogent-sur-seine-en-raison-des-conditions-climatiques>

Endo, A., Tsurita, I., Burnett, K., & Orencio, P. M. (2017). A review of the current state of research on the water, energy, and food nexus. Journal of Hydrology: Regional Studies, 11, 20–30. <https://doi.org/10.1016/j.ejrh.2017.03.001>

ENTSO-E. (2026). Data centres and the power system: Expected trends, challenges and opportunities. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Reports/2026/FINAL_ENTSO-E_Data_Centres_260430.pdf

ENTSO-E & ENTSO-G. (2026). TYNDP 2026 Scenarios Report: Draft version. <https://2026.entsos-tyndp-scenarios.eu/>

Erdal, U.G., Cheslek, H. & Erdal, Z.K. (2025). Recycled Water Makes Data Center Cooling More Sustainable. Proceedings - WEFTEC 2025: 98th Water Environment Federation Technical Exhibition and Conference. <https://doi.org/10.2175/193864718825160104>

Esposito, M. (2025, 24 luglio). AI geopolitics and data centres in the age of technological rivalry. World Economic Forum. <https://www.weforum.org/stories/2025/07/ai-geopolitics-data-centres-technological-rivalry/>

European Alliance to Save Energy. (2018). Unleashing the energy efficiency potentials in the EU water sector. <https://euase.net/wp-content/uploads/2018/08/180809-Water-Efficiency.pdf>

European Environment Agency. (2024). Economic losses from weather- and climate-related extremes in Europe. 8th Environment Action Programme headline indicator.

<https://www.eea.europa.eu/en/analysis/publications/monitoring-progress-towards-8th-eap-objectives/indicators/03-economic-losses-from-weather-and-clima/@download/file>

European Environment Agency. (2025a). Water abstraction by economic sector, 2000–2023. <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/water-abstraction-by-source-and>

European Environment Agency. (2025b). Water scarcity conditions in Europe. EEA Indicator WAT001. <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/use-of-freshwater-resources-in-europe-1>

European Environment Agency. (2025c). Ecological status of surface waters in Europe. EEA Indicator WAT008. <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/ecological-status-of-surface-waters>

European Environment Agency. (2025d). Economic sector with highest water abstraction per country in Europe and Economic sector with second highest water abstraction per country in Europe. <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/maps-and-charts/economic-sector-with>

European Environment Agency. (2026). Share of energy consumption from renewable sources in Europe. <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/share-of-energy-consumption-from>

European Parliamentary Research Service. (2025). Water and energy: Strengthening the EU's integrated approach (STOA Study PE 765.769). European Parliament. <https://doi.org/10.2861/6213761>

Fairley, P. (2023, December 14). Sizing up hydrogen's hydrological footprint. Nature. <https://www.nature.com/articles/d41586-023-03884-9>

Farfan, J., & Lohrmann, A. (2023). Gone with the clouds: Estimating the electricity and water footprint of digital data services in Europe. Energy Conversion and Management, 290, 117225. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117225>

Farmani, A., & Eskandari Manjili, F. (2024). Reduce water consumption of steam power plant using novel single effect double lift absorption refrigeration system. Thermal Science and Engineering Progress. <https://doi.org/10.1016/j.tsep.2024.102645>

Felsmann, B., Guerini, A., Hajdari, G., Kis, A., & Romano, G. (2025). Water utility regulatory models for energy procurement in Europe: An empirical investigation. Applied Energy, 380. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124607>

Fondazione Utilitatis. (2026). Blue Book 2026: I dati del servizio idrico integrato in Italia. <https://utilitatis.org/my-product/blue-book-2026/>

Fonseca, J. D., Commenge, J. M., Camargo, M., Falk, L., & Gil-Chaves, I. D. (2021). Sustainability analysis for the design of distributed energy systems: A multi-objective optimization approach. Applied Energy. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116746>

Food and Agriculture Organisation of the United Nations. (2014). The water-energy-food nexus: A new approach in support of food security and sustainable agriculture. FAO. <https://openknowledge.fao.org/server/api/core/bitstreams/86fe97cc-4a38-4511-a37f-8eb8ea8fe941/content>

Gallagher, P., Moholkar, A., & Bhuva, V. (2025). Onsite energy & absorption chiller technologies for data centers. Onsite Energy Technical Assistance Partnerships, Better Buildings Initiative. <https://isc.ifma.org/wp-content/uploads/2025/04/Onsite-Energy-Absorption-Chiller-Technologies-for-Data-Centers-.pdf>

Garben, S. and Kellerbauer, M. (2024). 'TFEU', in Kellerbauer, M., Klamert, M. and Tomkin, J. (eds.) *The EU Treaties and the Charter of Fundamental Rights: A Commentary*. 2nd edn. Oxford: Oxford University Press. <https://doi.org/10.1093/law/9780198913689.003.0364>.

Ghadim, H. V., Haas, J., Breyer, C., Gils, H. C., Read, E. G., Xiao, M., & Peer, R. (2025). Are we too pessimistic? Cost projections for solar photovoltaics, wind power, and batteries are over-estimating actual costs globally. *Applied Energy*, 390, 125856. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.125856>

Gjorgiev, B., Sansavini, G., & Schlöpfer, M. (2018). Electrical power generation under policy constrained water resources. *Applied Energy*, 210, 568–579. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.011>

González-Rosell, A., Arfa, I., & Blanco, M. (2023). Introducing GoNEXUS SEF: a solutions evaluation framework for the joint governance of water, energy, and food resources. *Sustainability Science*, 18(4), 1683–1703. <https://doi.org/10.1007/s11625-023-01324-1>

Gou, H., Ma, C., Xu, X., Huang, W., & Guo, K. (2025). Dynamic interactions in energy-water nexus: Risk-based framework for balancing electricity expansion and water resource sustainability. *Journal of Hydrology*. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2025.133563>

Gutting, A., Högselius, P., & Burkhardt-Holm, P. (2025). Atomic rivers: The (un)sustainability of nuclear power in an age of climate change. *Energy Policy*, 203, 114631. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2025.114631>

Han, Q., Wang, F., Chen, X., Wang, C., & Li, Z. (2025). Integrated pathways for sustainable energy-water nexus management in resource-dependent cities: A scenario-based assessment of Tangshan, China. *Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.138627>

Helerea, E., Calin, M. D., & Musuroi, C. (2023). Water energy nexus and energy transition — A review. *Energies*, 16(4), 1879. <https://doi.org/10.3390/en16041879>

Herrera, M., Xie, X., Menapace, A., Zanfei, A. & Brentan, B.M. (2025). Sustainable AI infrastructure: A scenario-based forecast of water footprint under uncertainty. *Journal of Cleaner Production*. 507, 146528. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2025.146528>

Heydari, A., Gharaibeh, A. R., Tradat, M., Soud, Q., Manaserh, Y., Radmard, V., Eslami, B., Rodriguez, J., & Sammakia, B. (2024). Experimental evaluation of direct-to-chip cold plate liquid cooling for high-heat-density data centers. *Applied Thermal Engineering*, 239, 122122. https://doi.org/10.1016/j.appltherm_eng.2023.122122

Hidalgo González, I. (2025). Preparing for water resilience: Mapping the water needs of the EU energy system (JRC141080). Black, C., Uihlein, A. and Tzams, E. editor(s) Joint Research Centre (JRC), European Commission. <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC141080>

Hoff, H. (2011). Understanding the nexus: Background paper for the Bonn 2011 Conference: The water, energy and food security nexus. Stockholm Environment Institute. <https://mediamanager.sei.org/documents/Publications/SEI-Paper-Hoff-UnderstandingTheNexus-2011.pdf>

Hoff, H., Ogeya, M. C., de Condappa, D., Sterl, S., & Liersch, S. (2023). Stakeholder-guided, model-based scenarios for a climate- and water-smart electricity transition in Ghana and Burkina Faso. *Energy Strategy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2023.101149>

Hundertmark, T., Lueck, K., & Packer, B. (2020). Water: A human and business priority. McKinsey & Company. <https://www.mckinsey.com/capabilities/sustainability/our-insights/water-a-human-and-business-priority>

Hungarian Atomic Energy Authority (HAEA) (2026), *Újra névleges teljesítményen üzemel a Paks Atomerőmű 2. blokkja* [Unit 2 of the Paks Nuclear Power Plant is operating again at nominal power], 10 agosto 2026. Disponibile presso:

<https://tranem.haea.gov.hu/web/v3/OAHPortal.nsf/web?OpenAgent&article=news&uid=23BDF4C2507B2CE7C1258E4F0068DC3C>

International Energy Agency. (2014). Electricity consumption in the water sector by process 2014–2040. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/electricity-consumption-in-the-water-sector-by-process-2014-2040>

International Energy Agency. (2016). Water-energy nexus: Excerpt from the World Energy Outlook 2016. IEA. <https://www.iea.org/reports/water-energy-nexus>

International Energy Agency. (2021). Hydropower Special Report. IEA. <https://www.iea.org/reports/hydropower-special-market-report>

International Energy Agency. (2023, 22 marzo). Clean energy can help to ease the water crisis. <https://www.iea.org/commentaries/clean-energy-can-help-to-ease-the-water-crisis>

International Energy Agency. (2024). Energy is vital to a well-functioning water sector. IEA. <https://www.iea.org/commentaries/energy-is-vital-to-a-well-functioning-water-sector>

International Energy Agency. (2025a). Energy and AI. IEA. <https://www.iea.org/reports/energy-and-ai/>

International Energy Agency. (2025b). World Energy Outlook 2025. IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025>

Intesa Sanpaolo. (2014). L'industria dei servizi idrici. Intesa Sanpaolo.

Intesa Sanpaolo. (2017). Le risorse idriche nell'ambito della circular economy. Intesa Sanpaolo.

Intesa Sanpaolo, & Acea. (2024). Osservatorio sul settore idrico n. 1: L'opportunità del riuso delle acque reflue depurate. Intesa Sanpaolo & Acea.

Intesa Sanpaolo, & Acea. (2025). Osservatorio sul settore idrico n. 2: La sfida dell'acqua nell'agricoltura del 3° millennio. Intesa Sanpaolo & Acea.

IPCC. (2001). Climate Change 2001: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press.

IPCC. (2014). Climate Change 2014: Synthesis report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (R. K. Pachauri & L. A. Meyer, Eds.; p. 151). IPCC. https://archive.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf

IPCC. (2023). Climate Change 2023: Synthesis report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (H. Lee & J. Romero, Eds.; p. 184). IPCC. <https://doi.org/10.59327/IPCC/AR6-9789291691647>

ISPRA – Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale. (2026). Rapporto sullo stato delle acque in Italia: Verso il quarto ciclo di gestione. ISPRA. https://www.isprambiente.gov.it/files2026/pubblicazioni/rapporti/rapporto-427_26.pdf

Istat. (2025). *Le statistiche sull'acqua. Anni 2020-2024*. Istituto Nazionale di Statistica. [Statistiche sull'acqua Anni 2020-2024](#)

Istat. (2026). Le statistiche sull'acqua. Anni 2023–2025. Istituto Nazionale di Statistica.

https://www.istat.it/wp-content/uploads/2026/03/GMA2026_Focus_DEF.pdf

Jamaludin, M., Tsai, Y.-C., Lin, H.-T., Huang, C.-Y., Choi, W., Chen, J.-G., & Sean, W.-Y. (2024). Modeling and Control Strategies for Energy Management in a Wastewater Center: A Review on Aeration. *Energies*, 17(13), 3162. <https://doi.org/10.3390/en17133162>

Javanmardi, K., van der Hilst, F., Fattahi, A., Ramirez Camargo, L., & Faaij, A. P. C. (2025). Unraveling the spatial complexity of national energy system models: A systematic review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.115470>

JLL. (2025). EMEA year end data centre report 2025: Demand outpaces supply as AI reshapes the EMEA landscape. <https://www.jll.com/en-uk/insights/emea-data-centre-report>

Laboratorio REF Ricerche. (2025). 2035: Dai macrotrend al ruolo delle utilities (Position Paper, Vol. 288). <https://refricerche.it/pubblicazione/2035-dai-macrotrend-al-ruolo-delle-utilities/>

Laboratorio REF Ricerche. (2025). MTI4: la necessità di dare risposte ad un cambio di paradigma del servizio idrico. <https://laboratorioref.it/mti4-la-necessita-di-dare-risposte-ad-un-cambio-di-paradigma-del-servizio-idrico/>

Laboratorio REF Ricerche. (2026). Strategia europea per la resilienza idrica: Gli ingredienti di un cambio di prospettiva. <https://refricerche.it/pubblicazione/strategia-europea-per-la-resilienza-idrica-gli-ingredienti-di-un-cambio-di-prospettiva/>

Lakshmikanth, G., Balaji, N., Roopashree, R., Kumar, D., & Devarajan, Y. (2025). Green hydrogen revolution: Advancing electrolysis, market integration, and sustainable energy transitions towards a net-zero future. *Results in Engineering*, 26, 104849.

Langenmayr, U., Heinzmann, P., Schneider, A., Rudi, A., & Fichtner, W. (2025). Stand-alone power-to-X production dynamics: A multi-method approach to quantify the emission-cost reduction trade-off. *Journal of Industrial Ecology*. <https://doi.org/10.1111/jiec.70085>

Lavrič, H., Drobnič, K., & Fišer, R. (2024). Model-based assessment of energy efficiency in industrial pump systems: A case study approach. *Applied Sciences*, 14(22), 10430. <https://doi.org/10.3390/app142210430>

Li, P., Yang, J., Islam, M. A., & Ren, S. (2025). Making AI less "thirsty". *Communications of the ACM*, 68(7), 54–61. <https://doi.org/10.1145/3724499>

Liu, C., Hao, N., Zhang, T., Li, Z. & Bian, W. (2024). Optimization of data-center immersion cooling using liquid air energy storage. *Journal of Energy Storage*, 88, 111806. <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.111806>

Lohrmann, A., Child, M., & Breyer, C. (2021). Assessment of the water footprint for the European power sector during the transition towards a 100% renewable energy system. *Energy*, 233, 121098. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121098>

Lohrmann, A., Farfan, J., Lohrmann, C., Kölbl, J. F., & Pettersson, F. (2023). Troubled waters: Estimating the role of the power sector in future water scarcity crises. *Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128820>

Lora García, J., López Pérez, M. F., Cardona Navarrete, S. C., Fombuena Borrás, V., & Carbonell Alcaína, C. (2020). Análisis del consumo energético como factor clave en proyectos de desalación de agua de mar. *Asociación Española de Dirección e Ingeniería de Proyectos (AIEPRO)*.

Lozano Avilés, A. B., Del Cerro Velázquez, F., & Lloréns Pascual del Riquelme, M. (2020). Methodology for Energy Optimization in Wastewater Treatment Plants. Phase III: Implementation of an Integral Control System for the Aeration Stage in the Biological Process of Activated Sludge and the Membrane Biological Reactor. *Sensors*, 20(15), 4342. <https://doi.org/10.3390/s20154342>.

Lucca, E., El Jeitany, J., Castelli, G., Pacetti, T., Bresci, E., Nardi, F., & Caporali, E. (2023). A review of water-energy-food-ecosystems nexus research in the Mediterranean: Evolution, gaps and applications. *Environmental Research Letters*, 18(8), 083001. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ace375>

Lucca, E., Kofinas, D., Avellán, T., Kleemann, J., Mooren, C. E., Blicharska, M., Teutschbein, C., Sperotto, A., Sušnik, J., Milliken, S., Fader, M., Đorđević, D., Dašić, T., Vasilčić, V., Taiwo, B., Baubekova, A., Pineda-Martos, R., Spyropoulou, A., Baganz, G. F. M., ... Laspidou, C. (2025). Integrating "nature" in the water-energy-food nexus: Current perspectives and future directions. *Science of the Total Environment*, 966, 178600. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2025.178600>

Mapes, A. S., & Larsen, M. A. D. (2023). Projected future European power sector water usage across power scenarios and corresponding trends in water availability. *Journal of Environmental Management*. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2023.118208>

Medarac, H., Magagna, D. and Hidalgo Gonzalez, I. (2018). Projected fresh water use from the European energy sector, EUR 29438 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2018, ISBN 978-92-79-97250-8, doi:10.2760/30414, JRC113696.

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. (2022). Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile 2022. MATTM. https://www.programmazioneeconomica.gov.it/media/edtmtpc/26410074snsvs_2022-3.pdf

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, & Ministero delle Politiche agricole, alimentari e forestali. (2021). Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra. https://www.mase.gov.it/portale/documents/d/guest/Its_gennaio_2021-pdf

Merschmann, P. R. de C., Vasquez-Arroyo, E. M., Szklo, A. S., & Schaeffer, R. (2013). Modeling water use demands for thermoelectric power plants with CCS in selected Brazilian water basins. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2012.12.019>

Miglietta, P. P., Morrone, D., & de Leo, F. (2018). The water footprint assessment of electricity production: An overview of the economic-water-energy nexus in Italy. *Sustainability*. <https://doi.org/10.3390/su10010228>

Motta, C., Naumann, G., Gomez, D., Formetta, G., & Feyen, L. (2025). Assessing the economic impact of droughts in Europe in a changing climate: A multi-sectoral analysis at regional scale. *Journal of Hydrology: Regional Studies*, 59, 102296. <https://doi.org/10.1016/j.ejrh.2025.102296>

Mounir, A., Guan, X., & Mascaro, G. (2021). Investigating the value of spatiotemporal resolutions and feedback loops in water-energy nexus modeling. *Environmental Modelling and Software*. <https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2021.105197>

Nascimento, L., Kuramochi, T., Woollands, S., Moisisio, M., Missirlu, A., Wong, J., Fekete, H., de Vivero, G., Lui, S., Pelekh, N., Hans, F., Godinho, C., de Villafranca Casas, M.J., Höhne, N., Dafnomilis, I., Hooijschuur, E., den Elzen, M., Bos, A., Forsell, N., Araujo Gutiérrez, Z.M.F. and Gusti, M. (2023). Greenhouse Gas Mitigation Scenarios for Major Emitters: Analysis of Current Climate Policies and Mitigation Commitments, 2023 Update. NewClimate Institute, PBL Netherlands Environmental Assessment Agency and International Institute for Applied Systems Analysis.

<https://www.pbl.nl/downloads/newclimate-pbl-iiisa-2023-greenhouse-gas-mitigation-scenarios-for-major-emitters-2023-update-5280pdf>

Nazar, R. (2020). Water-reduction potential of air-cooled condensers in coal power plants in India and anticipated trade-offs. *Applied Water Science*. <https://doi.org/10.1007/s13201-020-01246-8>

Niet, T., Arianpoo, N., Kuling, K., & Wright, A. S. (2022). Increasing the reliability of energy system scenarios with integrated modelling: A review. *Environmental Research Letters*. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ac5cf5>

Nuclearelectrica (2026), *Current Report pursuant to ASF Regulation No. 5/2018 on issuers of financial instruments and market operations: Controlled Shutdown of Unit 2 at the Cernavoda Nuclear Power Plant on the morning of August 13, 2026*, Societatea Națională Nuclearelectrica S.A., 13 agosto 2026. Disponibile presso: <https://nuclearelectrica.ro/ir/wp-content/uploads/sites/3/2026/08/CR-Controlled-shutdown-U2.pdf>

Oliveira Bredariol, T. de. (2023). Clean energy can help to ease the water crisis. *International Energy Agency*. <https://www.iea.org/commentaries/clean-energy-can-help-to-ease-the-water-crisis>

Oshurbekov, S., Kazakbaev, V., Prakht, V., Dmitrievskii, V., & Gevorkov, L. (2020). Energy consumption comparison of a single variable-speed pump and a system of two pumps: Variable-speed and fixed-speed. *Applied Sciences*, 10(24), 8820. <https://doi.org/10.3390/app10248820>

Otoo, C., Lu, T., Lü, X., Katsuyuki, H. & Yuan, Y. (2026). AI-driven HVAC control optimisation for enhancing energy efficiency and indoor environmental quality: A review of recent advances and emerging approaches. *Building and Environment*. <https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2026.114968>

Oxera. (2024). Alcune considerazioni sulle modifiche introdotte dal nuovo MTI-4. https://www.oxera.com/wp-content/uploads/2024/02/Oxera-Alcune-considerazioni-sulle-modifiche-introdotte-dal-nuovo-MTI-4_final.pdf

Paltan, H. A., Pant, R., Plummer Braeckman, J., & Dadson, S. J. (2021). Increased water risks to global hydropower in 1.5°C and 2.0°C warmer worlds. *Journal of Hydrology*. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2021.126503>

Pfennig, M., Böttger, D., Hackner, B., Bisevic, A., & Jansen, L. (2023). Global GIS-based potential analysis and cost assessment of Power-to-X fuels in 2050. *Applied Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121289>

Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (PNACC). (2023). <https://www.mase.gov.it>

Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). (2021). <https://www.governo.it/sites/governo.it/files/PNRR.pdf>

Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). (2024). <https://www.mase.gov.it>

Porcari, A. (2024). Il nesso acqua-energia e i suoi trade-off nel quadro normativo europeo (pp. 71–88), L. ANTONIOLLI, D. FLORENZANO, F. GUELLA, G. POSTAL, (eds.), Beni a titolarità collettiva e sfruttamento della risorsa idrica: il caso della Magnifica Comunità di Fiemme, Quaderni della Facoltà di Giurisprudenza.

Presidenza del Consiglio dei Ministri, Dipartimento per la programmazione e il coordinamento della politica economica. (2026). La «governance» dell'approvvigionamento idrico primario:

Stato dell'arte, profili critici e prospettive.

<https://www.programmazioneeconomica.gov.it/media/optjyxi2/11-aip-def-genn-2026.pdf>

Qin, Y., Qin, B., Wang, D., Chang, C., & Zhao, L.-D. (2022). Solid-state cooling: Thermoelectrics. *Energy & Environmental Science*, 15, 4527–4583. <https://doi.org/10.1039/D2EE02408J>

Quaranta, E., Georgakaki, A., Letout, S., Mountraki, A., Ince, E., & Gea Bermudez, J. (2024). Clean Energy Technology Observatory, Hydropower and pumped-storage hydropower in the European Union: status report on technology development, trends, value chains and markets: 2024, Publications Office of the European Union. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/8354439>

Raccomandazione (UE) 2021/1749 sull'efficienza energetica al primo posto. *Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea*, 4 ottobre 2021.

Ratti, C. (2026). Blue bonds not so niche anymore. *Bloomberg*.

Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima. *Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea*, L 328, 21.12.2018, 1.

Regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 giugno 2021 che istituisce il quadro per il raggiungimento della neutralità climatica (Legge europea sul clima). *Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea*, L 243, 9.7.2021.

Regolamento (UE) 2024/1991 del Parlamento europeo e del Consiglio sul ripristino della natura. *Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea*, L 2024/1991.

Rezaei Kalvani, S., Pinardi, R., & Celico, F. (2024). The water–energy nexus in 26 European countries: A review from a hydrogeological perspective. *Water*.

Rheinheimer, D. E., Tarroja, B., Rallings, A. M., Willis, A. D., & Viers, J. H. (2023). Hydropower representation in water and energy system models: A review of divergences and call for reconciliation. *Environmental Research: Infrastructure and Sustainability*. <https://doi.org/10.1088/2634-4505/acb6b0>

Rosa, L., Reimer, J. A., Went, M. S., & D'Odorico, P. (2020). Hydrological limits to carbon capture and storage. *Nature Sustainability*. <https://doi.org/10.1038/s41893-020-0532-7>

Salama, M.A.E., El-Nagggar, N.M. & Abu-Zaid, S. Energy saving analysis for pump-motor set in water purification plant using variable speed drive. *Sci Rep* **14**, 27728 (2024). <https://doi.org/10.1038/s41598-024-75601-z>

Saporito, A. (2025). Il governo dell'energia: Cooperazione e divergenze tra gli attori della regolazione.

Scalzotto, B., Farabegoli, G., Raga, R., & Stoppato, A. (2025). A water circularity index for thermoelectric power plants. 38th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems (ECOS 2025).

Silva-Llanca, L., Ponce, C., Bermúdez, E., Díaz, A.J., & Aguirre, F. (2023). Improving energy and water consumption of a data center via air free-cooling economization: The effect weather on its performance. *Energy Conversion and Management*. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117344>

Snam-Terna. (2024). Documento di Descrizione degli Scenari 2024. https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2024_8dce2430d44d101.pdf

Spang, E. S., Moomaw, W. R., Gallagher, K. S., Kirshen, P. H., & Marks, D. H. (2014). The water consumption of energy production: An international comparison. *Environmental Research Letters*, 9(10), 105002. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/9/10/105002>

Spano, D., Mereu, V., Bacciu, V., Marras, S., Trabucco, A., Adinolfi, M., Barbato, G., Bosello, F., Breil, M., Chiriaco, M. V., Coppini, G., Essenfelder, A., Galluccio, G., Lovato, T., Marzi, S., Masina, S., Mercogliano, P., Mysiak, J., Noce, S., ... Zavatarelli, M. (2020). Analisi del rischio: I cambiamenti climatici in Italia. https://doi.org/10.25424/CMCC/ANALISI_DEL_RISCHIO

Stewart, H. B. (1981). Chapter I - Energy Growth: Trends, Logistic Curves, Economic Cycles and Crystal Balls. In *Transitional Energy Policy 1980–2030* (pp. 3–29). Pergamon. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-027183-5.50005-4>

Stracqualursi, A., Mauro, F., & Borghesi, R. (2025). The water–energy nexus in thermoelectric power plants: A focus on Italian installations regulated under the Integrated Emission Directive. *Water*.

Sušnik, J., Avellán, T., Munaretto, S., Jeunesse, I., & Jewitt, G. (2026). The water-energy-food nexus, its relationship with ecosystems, and its role in supporting society. *Sustainability Science*, 21, 1329–1345. <https://doi.org/10.1007/s11625-025-01792-7>

Szinai, J. K., Yates, D. N., Sánchez-Pérez, P. A., Jones, A. D., & Hidalgo-Gonzalez, P. L. (2024). Climate change and its influence on water systems increases the cost of electricity system decarbonization. *Nature Communications*. <https://doi.org/10.1038/s41467-024-54162-9>

Tao, Y., & Gao, P. (2025). Global data center expansion and human health: A call for empirical research. *Eco-Environment & Health*, 4(3), 100157. <https://doi.org/10.1016/j.eehl.2025.100157>

TEHA Group. (2025). *Libro Bianco 2025. Valore Acqua per l'Italia*. 6ª ed. [ValoreAcqua2025_Report_ITA-DIGITALE.pdf](#)

TEHA Group. (2026). *Libro Bianco 2026. Valore Acqua per l'Italia*. 7ª ed. [Libro-Bianco-Valore-Acqua-2026_COMPLETEO_rev.pdf](#)

Terna. (2025). Prospettive di sviluppo del sistema energetico 2050: Copertura della domanda elettrica. https://download.terna.it/terna/Terna_Prospettive_Sviluppo_Sistema_Energetico_2050_Copertura_domanda_elettrica_8de15802728e7d1.pdf

Terna. (2025). Rapporto mensile sul sistema elettrico: gennaio 2025, Terna S.p.A. https://download.terna.it/terna/Rapporto_mensile_gennaio_25_8dd4f44a148d398.pdf

Terna. (2026). Nel 2025 fabbisogno elettrico pari a 311,3 TWh. <https://www.terna.it/it/media/comunicati-stampa/dettaglio/consumi-elettrici-2025>

TFUE - Trattato sul funzionamento dell'Unione europea (versione consolidata). Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea, C 326, 26.10.2012, 47.

Thorpe, D. (2026). EMEA Year End Data Centre Report 2025: "Demand outpaces supply as AI reshapes the EMEA landscape". JLL, 30 March 2026. Disponibile su: <https://www.jll.com/en-uk/insights/emea-data-centre-report>.

United Nations Environment Programme. (2025). *Emissions Gap Report 2025: Off Target*. Nairobi: UNEP. <https://www.unep.org/resources/emissions-gap-report-2025>

United Nations. (2015). *Transforming our world: The 2030 Agenda for Sustainable Development*. United Nations.

<https://sdgs.un.org/sites/default/files/publications/21252030%20Agenda%20for%20Sustainable%20Development%20web.pdf>

UN-Water. (2013). Water security and the global water agenda: A UN-Water analytical brief. United Nations University. <https://www.unwater.org/publications/water-security-global-water-agenda>

United Nations University Institute for Water, Environment and Health. (2026). Environmental cost of AI's energy use: Carbon, water and land footprints. UNU-INWEH. <https://unu.edu/inweh/news/environmental-cost-of-AIs-Energy-use-carbon-water-and-land-footprints>

UN World Water Assessment Programme. (2014). The United Nations World Water Development Report 2014: Water and energy. UNESCO. <https://unesdoc.unesco.org/ark:/48223/pf0000225741>

Vaccari, M., Foladori, P., Nembrini, S., & Vitali, F. (2018). Benchmarking of energy consumption in municipal wastewater treatment plants – a survey of over 200 plants in Italy. *Water Science and Technology*, 77(6), 1453–1462. https://iris.unitn.it/retrieve/e3835194-e046-72ef-e053-3705fe0ad821/Vaccari%20et%20al_2018.pdf

Vanhala, S. (2025). *Energy efficiency of pumping systems* (Technical Article). Sulzer. https://www.sulzer.com/en/-/media/files/campaigns/pe/energy_efficiency_of_pumping_systems_a10328_en.pdf

Van Geet, O., & Sickinger, D. (2024). Best practices guide for energy-efficient data center design. U.S. Department of Energy, National Renewable Energy Laboratory. <https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-07/best-practice-guide-data-center-design.pdf>

Venghaus, S., & Hake, J.-F. (2018). Nexus thinking in current EU policies – The interdependencies among food, energy and water resources. *Environmental Science & Policy*, 90, 183–192. <https://doi.org/10.1016/j.envsci.2017.12.014>

Vespignani, L. (Ed.). (2026). *Produzione dell'energia ed efficienza idrica*. Giappichelli.

Vinca, A., Parkinson, S., Byers, E., Burek, P., Khan, Z., Krey, V., Diuana, F. A., Wang, Y., Ilyas, A., Köberle, A. C., Staffell, I., Pfenninger, S., Muhammad, A., Rowe, A., Schaeffer, R., Rao, N. D., Wada, Y., Djilali, N., & Riahi, K. (2020). The NExus Solutions Tool (NEST) v1.0: An open platform for optimizing multi-scale energy–water–land system transformations. *Geoscientific Model Development*, 13(3), 1095–1121. <https://doi.org/10.5194/gmd-13-1095-2020>

Voelker, T., Blackstock, K., Kovacic, Z., Sindt, J., Strand, R., & Waylen, K. (2022). The role of metrics in the governance of the water-energy-food nexus within the European Commission. *Journal of Rural Studies*, 92, 473–481. <https://doi.org/10.1016/j.jrurstud.2019.08.001>

Vrachioli, M., Mellios, N., Alp, E., Borchard, N., Calheiros, C. S. C., Castelli, G., Coletta, V. R., Carvalho, P. N., Domínguez-Soberanes, J., Fader, M., Giordano, R., Madrid-López, C., Oral, H. V., Papadopoulou, C.-A., Papadopoulou, M., Pereira, S. I. A., Pineda-Martos, R., Stepisnik Perdihi, T., Vamvakieridou-Lyroudia, L., ... Laspidou, C. (2025). WEFE nexus unveiled: A comprehensive review of monitoring and modelling methods in the water-energy-food-ecosystems nexus. *Environmental Research Letters*, 20(11). <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ae0da3>

Wada, Y., Flörke, M., Hanasaki, N., Eisner, S., Fischer, G., Tramberend, S., Satoh, Y., van Vliet, M. T. H., Yillia, P., Ringler, C., Burek, P., and Wiberg, D.: Modeling global water use for the 21st century: the Water Futures and Solutions (WFaS) initiative and its approaches, *Geosci. Model Dev.*, 9, 175–222, <https://doi.org/10.5194/gmd-9-175-2016>, 2016.

Walter, J., Fischer, L., Venghaus, S., & Moser, A. (2025). Integrating water availability for electrolysis into energy system modeling. *Advances in Applied Energy*.

<https://doi.org/10.1016/j.adapen.2025.100208>

Wang, S., Fath, B., & Chen, B. (2019). Energy–water nexus under energy mix scenarios using input–output and ecological network analyses. *Applied Energy*, 233–234, 827–847.

<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.10.056>

Wang, L., Chen, X., Chen, L., & Li, Z. (2023). Radiative cooling technology for data center cooling systems. *Energy Proceedings*, 46. <https://doi.org/10.46855/energy-proceedings-11173>

Wang, Y., Zhou, Z., Betrie, G. D., Zhang, K., & Yan, E. (2025). Power generation-cooling water nexus: Impacts of cooling water shortage on power system operation – A simulation case study in Illinois, U.S. *Applied Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124440>

Weitz, N., Strambo, C., Kemp-Benedict, E., & Nilsson, M. (2017). Governance in the water-energy-food nexus: Gaps and future research needs. Stockholm Environment Institute (SEI Working Paper). <https://mediamanager.sei.org/SEI-2017-WP-Nexus-Governance-Weitz.pdf>

Wolters, H. A., Psomas, A., Bariamis, G., Schmidt, G., Geidel, T., Mes, E., de Bel, M., & Anzaldúa, G. (2025). ETC BE Report 2025/1: Contributions of water saving to a climate resilient Europe. <https://www.eionet.europa.eu/etcs/etc-be/products/etc-be-products/etc-be-report-2025-1-contributions-of-water-saving-to-a-climate-resilient-europe>

World Bank. (2013). Thirsty energy. World Bank.

<https://documents1.worldbank.org/curated/en/835051468168842442/pdf/789230REPLACEM0sty0Energy0204014web.pdf>

World Bank. (2016). High and dry: Climate change, water, and the economy. World Bank.

World Economic Forum. (2011). Water security: The water-energy-food-climate nexus. World Economic Forum. <http://www.weforum.org/reports/water-security-water-energy-food-climate-nexus>

World Economic Forum. (2025). *Bridging the €6.5 trillion water infrastructure gap: A playbook*. World Economic Forum.

https://reports.weforum.org/docs/WEF_Bridging_the_€6.5_Trillion_Water_Infrastructure_Gap_A_Playbook_2025.pdf

Xiaoying, Y. (2025, 16 luglio). China is putting data centers in the ocean to keep them cool. *Scientific American*.

Yolcan, O. O. (2026). HydroNexus: A global techno-economic framework for resolving the energy-water conflict in green hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2026.155257>

York, R. (2018). Energy Consumption Trends Across the Globe. In D. J. Davidson & M. Gross (Eds.), *Oxford Handbook of Energy and Society* (p. 0). Oxford University Press. <https://doi.org/10.1093/oxfordhb/9780190633851.013.0009>

Yupanqui, C., Dias, N., Goodarzi, M. R., Sharma, S., Vagheei, H., & Mohtar, R. (2025). A review of water-energy-food nexus frameworks, models, challenges and future opportunities to create an integrated, national security-based development index. *Energy Nexus*, 18, 100409. <https://doi.org/10.1016/j.nexus.2025.100409>

Zhang, C., Chen, X., Li, Y., Ding, W., & Fu, G. (2018). Water-energy-food nexus: Concepts, questions and methodologies. *Journal of Cleaner Production*, 195, 625–639. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.05.194>

Zhang, Y., Chen, S., Gao, M., Lin, X., Nie, B., Wang, Y., & Jiang, L. (2026). In-depth direct air capture integration to achieve zero-carbon and water data center. *Carbon Capture Science & Technology*, 100615. <https://doi.org/10.1016/j.ccsst.2026.100615>

Zhao, H., Morovati, K., Tian, F., Lu, H., & Zhang, K. (2026). Climate change, dams, and irrigation expansion reshape water–energy trade-offs in the Lancang–Mekong River Basin. *Journal of Hydrology*. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2026.135371>

Importanti comunicazioni

Gli autori che hanno redatto il presente documento dichiarano che le opinioni, previsioni o stime contenute nel documento stesso sono il risultato di un autonomo e soggettivo apprezzamento dei dati, degli elementi e delle informazioni acquisite e che nessuna parte del proprio compenso è stata, è o sarà, direttamente o indirettamente, collegata alle opinioni espresse.

La presente pubblicazione è stata redatta da Intesa Sanpaolo S.p.A e Acea. Le informazioni qui contenute sono state ricavate da fonti ritenute da Intesa Sanpaolo S.p.A. e Acea affidabili, ma non sono necessariamente complete, e l'accuratezza delle stesse non può essere in alcun modo garantita. La presente pubblicazione viene a Voi fornita per meri fini di informazione ed illustrazione, ed a titolo meramente indicativo, non costituendo pertanto la stessa in alcun modo una proposta di conclusione di contratto o una sollecitazione all'acquisto o alla vendita di qualsiasi strumento finanziario. Il documento può essere riprodotto in tutto o in parte solo citando il nome Intesa Sanpaolo S.p.A e Acea.

La presente pubblicazione non si propone di sostituire il giudizio personale dei soggetti ai quali si rivolge. Intesa Sanpaolo SpA e le rispettive controllate e/o qualsiasi altro soggetto ad esse collegato hanno la facoltà di agire in base a/ovvero di servirsi di qualsiasi materiale sopra esposto e/o di qualsiasi informazione a cui tale materiale si ispira prima che lo stesso venga pubblicato e messo a disposizione della clientela.

Comunicazione dei potenziali conflitti di interesse

Intesa Sanpaolo SpA e le altre società del Gruppo Bancario Intesa Sanpaolo (di seguito anche solo "Gruppo Bancario Intesa Sanpaolo") si sono dotate del "Modello di organizzazione, gestione e controllo ai sensi del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231" (disponibile sul sito internet di Intesa Sanpaolo, all'indirizzo: <https://group.intesasnpaolo.com/it/governance/dlgs-231-2001>) che, in conformità alle normative italiane vigenti ed alle migliori pratiche internazionali, include, tra le altre, misure organizzative e procedurali per la gestione delle informazioni privilegiate e dei conflitti di interesse, ivi compresi adeguati meccanismi di separazione organizzativa, noti come Barriere informative, atti a prevenire un utilizzo illecito di dette informazioni nonché a evitare che gli eventuali conflitti di interesse che possono insorgere, vista la vasta gamma di attività svolte dal Gruppo Bancario Intesa Sanpaolo, incidano negativamente sugli interessi della clientela.

In particolare, le misure poste in essere per la gestione dei conflitti di interesse tra il Gruppo Bancario Intesa Sanpaolo e gli Emittenti di strumenti finanziari, ivi incluse le società del loro gruppo, nella produzione di documenti da parte degli economisti di Intesa Sanpaolo SpA sono disponibili nelle "Regole per Studi e Ricerche" e nell'estratto del "Modello aziendale per la gestione delle informazioni privilegiate e dei conflitti di interesse", pubblicato sul sito internet di Intesa Sanpaolo SpA all'indirizzo <https://group.intesasnpaolo.com/it/research/RegulatoryDisclosures>.

Inoltre, in conformità con i suddetti regolamenti, le disclosure sugli interessi e sui conflitti di interesse del Gruppo Bancario Intesa Sanpaolo sono disponibili all'indirizzo <https://group.intesasnpaolo.com/it/research/RegulatoryDisclosures/archivio-dei-conflitti-di-interesse> ed aggiornate almeno al giorno prima della data di pubblicazione del presente studio.