Paul Benjamin, *Cross Road--Still Life*, olio su tela, 1933-1934

rinnovabili / infrastrutture

Fra crisi idrica e climatica, l'idroelettrico è al crocevia

NONOSTANTE SIA IN GRADO DI FORNIRE I SERVIZI DI RETE NECESSARI PER SFRUTTARE AL MEGLIO LE RINNOVABILI NON PROGRAMMABILI E SVOLGA AZIONI DI MITIGAZIONE PER CONTRASTARE IL CAMBIAMENTO CLIMATICO, LE POLITICHE EUROPEE PRESTANO ANCORA POCA ATTENZIONE ALLE ESIGENZE DELL'IDROELETTRICO. LA SITUAZIONE ATTUALE E I TEMI DA AFFRONTARE DALLA RICERCA DELINEATI DA RSE

di Antonella Frigerio, *RSE*

L'Unione Europea si è posta l'obiettivo di conseguire la neutralità climatica entro il 2050, impegnandosi a ridurre le emissioni nette di gas a effetto serra di almeno il 55 per cento entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990. Per contrastare il cambiamento climatico e per rispettare gli impegni assunti nell'Accordo di Parigi (COP21), a fine 2019 la Commissione Europea ha avviato il *Green Deal* per introdurre una serie di iniziative strategiche atte a guidare il processo di transizione ecologica dei Paesi dell'Unione.

Nel 2021 si è compiuto un passo significativo con la pubblicazione del pacchetto *Fit for* 55, che consiste nella revisione e nel successivo aggiornamento di alcune normative europee in materia di clima, energia e trasporti, nonché nella proposta di nuove misure legislative per rendere giuridicamente vincolante l'obiettivo di riduzione al 2030.

Tenendo conto che il 75 per

cento delle emissioni di gas climalteranti nei Paesi dell'Unione Europea è riconducibile alla produzione e all'utilizzo di energia, per raggiungere gli ambiziosi obiettivi climatici è fondamentale puntare sulla decarbonizzazione del settore energetico. In tale direzione si muovono alcune delle nuove revisioni e proposte del pacchetto *Fit for* 55 che puntano a mettere in atto misure che comprendono un maggiore sfruttamento delle fonti rinnovabili, in particolare quelle non programmabili (solare ed eolico), facilitando la loro integrazione nella rete elettrica. Ne è un esempio la revisione della Direttiva sulle Energie Rinnovabili (RED II) che ha innalzato la quota di consumi finali coperta dalle FER dal 32 ad almeno il 40 per cento entro il 2030. Successivamente, la crisi del mercato globale dell'energia, causata prima dalla pandemia di Covid-19 e poi dal conflitto russo-ucraino, ha spinto l'Unione Europea a presentare a maggio 2022 il Piano *REPowerEU* che ha ulteriormente innalzato tale quota, portandola al 45 per cento, con l'obiettivo di ridurre la dipendenza dalle importazioni di energia, specialmente quella del gas naturale fornito dalla Russia.

Se da un lato l'incremento della generazione da fonti rinnovabili non programmabili risponde all'esigenza di produrre energia pulita e di diversificare il mix energetico europeo, dall'altro lato sta creando preoccupazioni crescenti riguardo alla stabilità della rete elettrica a fronte dell'intermittenza di questo tipo di generazione legata ai cicli circadiani e dipendenti da condizioni meteo-climatiche difficili da prevedere con accuratezza, nonostante siano disponibili modelli meteorologici sempre più sofisticati.

Alla luce delle misure della RED II e del Piano REPowerEU, si comprende la crescente necessità di disporre di servizi di bilanciamento sempre più sofisticati e adatti a mantenere la frequenza di rete entro i limiti consentiti dai criteri di sicurezza, garantendo nel contempo la qualità della fornitura agli utenti finali.

Sul territorio italiano sarà difficile aumentare la potenza idroelettrica installata, perché la maggior parte dei siti idonei alla costruzione di grandi impianti è già stata sfruttata. La forzante che maggiormente influenzerà la produzione annua sarà quindi la disponibilità della risorsa idrica

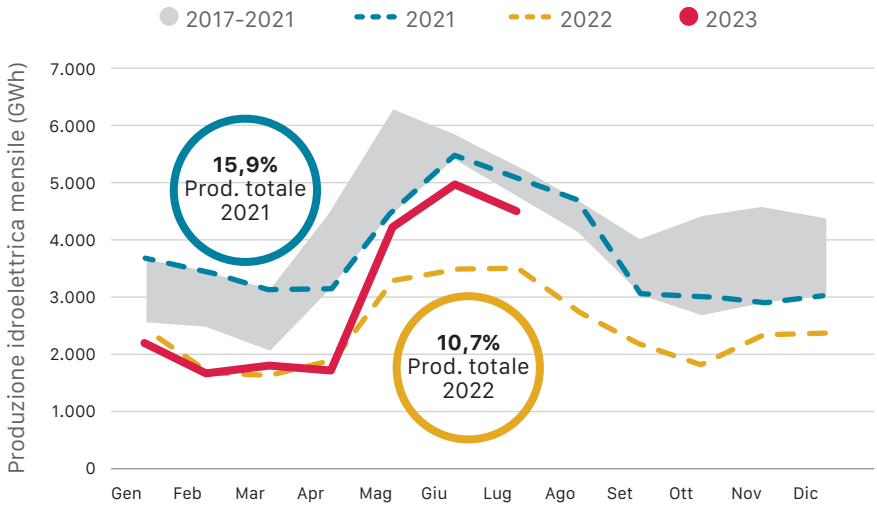
Questa svolta *green* del sistema energetico europeo fornisce al settore idroelettrico l'opportunità di vivere una seconda giovinezza poiché esso è in grado di contribuire alla fornitura dei servizi di flessibilità e di accumulo di cui la rete elettrica ha sempre più bisogno.

Non si deve comunque dimenticare il ruolo dell'idroelettrico nel mix energetico italiano: nel 2021 questo settore ha prodotto oltre 45 TWh, pari al 39 per cento della produzione complessiva da fonti rinnovabili, a partire da una potenza installata di poco superiore a 19 GW.

Confrontando le fonti idraulica, solare ed eolica in termini di rapporto tra potenza installata ed energia prodotta, emerge una differenza fondamentale: le fonti non programmabili sono molto discontinue, dato che dipendono dalle condizioni meteorologiche (presenza del sole, velocità del vento), e non possono quindi fornire il loro contributo in modo continuativo. In Italia nel 2021, infatti, la fonte solare ha prodotto circa 25 TWh a fronte di una potenza installata superiore a quella dell'idroelettrico (22.594 MW contro 19.172, con 1.108 ore equivalenti di produzione annua ri-

Figura 1 **Produzione idroelettrica in Italia, 2017-2023**

Fonte: *elaborazioni RSE su dati ENTSO-E*



Come il cambiamento climatico impatterà sulla disponibilità della risorsa idrica e sulla producibilità degli impianti idroelettrici? Risponde a questa domanda la metodologia che RSE sta sviluppando con i fondi della Ricerca di Sistema per fornire scenari di producibilità all'anno 2100 con dettaglio ad area di mercato

spetto alle 2.367 dell'*hydro*) e quella eolica ha generato quasi 21 TWh con una potenza (11.290 MW per 1.855 ore equivalenti) pari alla metà di quella solare.

Tuttavia, anche la produzione idroelettrica risente delle condizioni climatiche (**Figura 1**). Le scarse precipitazioni e le temperature anomale registrate nel 2022 hanno determinato una grave crisi idrica: la generazione idroelettrica è stata decisamente inferiore a quella dell'ultimo quinquennio per tutti i mesi dell'anno arrivando a coprire solo il 10,7 per cento della produzione totale lorda di energia elettrica, a fronte del 15,9 per cento del 2021.

A inizio 2023 le temperature miti dei mesi invernali e le scarse nevicate facevano temere una nuova crisi idrica, con impatti ben più gravi di quelli del 2022, ma, fortunatamente, le piogge intense dei mesi primaverili hanno fatto rientrare l'allerta anche se non sono servite a colmare il forte deficit idrico del nostro Paese, aggravato ulteriormente dai modesti accumuli nivali, quest'anno inferiori al 60% rispetto alla media dell'ultimo decennio.

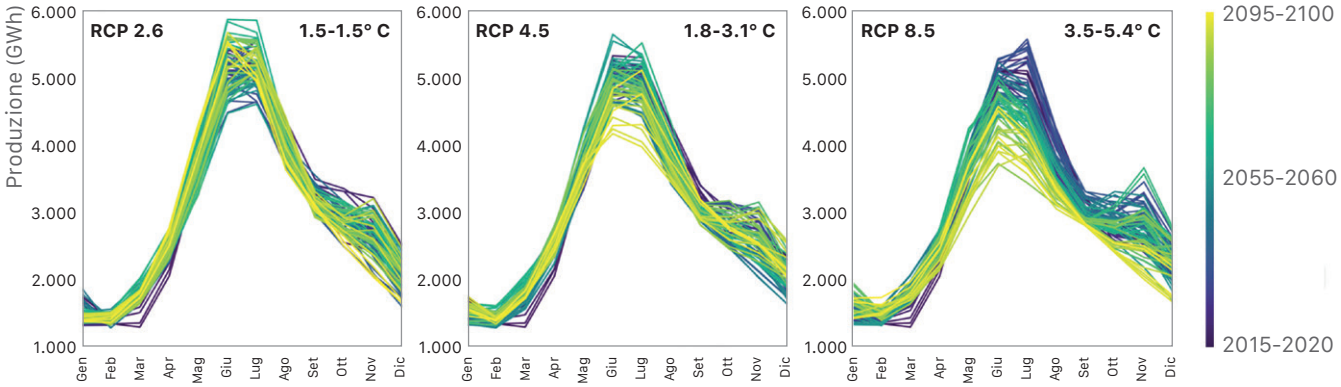
Considerando che sul territorio italiano sarà difficile aumentare la potenza idroelettrica installata perché la maggior parte dei siti idonei alla costruzione di grandi impianti è già stata sfruttata, la forzante che maggiormente influenza la produzione annua è la disponibilità di risorsa idrica. Se volgiamo dunque lo sguardo al futuro, come impatterà il cambiamento climatico su tale disponibilità e, di conseguenza, sulla producibilità degli impianti idroelettrici? Risponde a questa domanda la metodologia che RSE sta sviluppando con i fondi della Ricerca di Sistema per fornire scenari di producibilità di energia idroelettrica all'anno 2100 con dettaglio ad area di mercato elettrico.

La metodologia consiste in una catena modellistica strutturata in tre blocchi, ciascuno basato su modelli che sono validati su dati storici prima di essere utilizzati in chiave previsionale.

Il primo blocco riguarda gli scenari di precipitazione e temperatura. Il processo adottato parte dai modelli climatici regionali EURO-CORDEX, ad alta risoluzione. Si tratta innanzitutto di individuare, tra tutti quelli disponibili, i modelli che meglio rappresentano la climatologia sulla penisola italiana in termini di temperatura e di precipitazione, sul periodo storico 1986-2005. Una volta individuati i modelli più rappresentativi, si analizzano le proiezioni climatiche sul periodo 2006-2100 derivanti dai principali scenari di emissione di gas clima-alteranti (*Representative Concentration Pathways*, RCP).

Lo scenario RCP8.5 raffigura la condizione *business as usual*, ovvero con assenza di politiche efficaci di mitigazione dei cambiamenti climatici; lo scenario RCP2.6 è quello più virtuoso in termini di politiche di mitigazione, riuscendo a contenere l'innalzamento termico entro 1.5 °C, mentre l'RCP4.5 rappresenta uno scenario intermedio rispetto ai due precedenti. Le proiezioni di temperatura e di precipitazione media mensile costituiscono i dati di ingresso del secondo blocco, dove il modello idrologico BIGBANG di ISPRA, fisicamente basato e spazialmente distribuito, restituisce la distribuzione spazio-temporale del ruscellamento, ossia della parte

Figura 2 **Variazione della produzione idroelettrica in Italia fino al 2100 per i tre scenari emissivi RCP2.6, RCP4.5 e RCP8.5**



del ciclo idrologico che alimenta ruscelli, torrenti, fiumi e laghi. Le traiettorie di ruscellamento rappresentano, infine, la forzante di ingresso del terzo blocco, nel quale un modello *data-driven* stima la producibilità idroelettrica per ciascuna area del mercato elettrico.

Al momento l'intera catena modellistica è stata applicata utilizzando tre diversi modelli climatici con i relativi scenari emissivi RCP: è in corso lo studio che si pone come obiettivo quello di allargare ulteriormente l'*ensemble* di modelli climatici al fine di valutare il *range* di incertezza di tali previsioni, anche se i risultati finora ottenuti indicano che il fattore dominante nella variabilità è lo scenario emissivo RCP. Nella stima della disponibilità idrica non si tiene ancora conto degli apporti d'acqua legati allo scioglimento nivale.

La producibilità idroelettrica di ogni quinquennio dal 2015 al 2100, per i tre scenari emissivi RCP di uno dei tre modelli climatici finora analizzati, è riportata in **Figura 2**.

Nello scenario RCP2.6 non si registrano variazioni significative di producibilità nel tempo. Nello scenario RCP4.5 si profila una decrescita a fine secolo, ma contenuta e comunque limitata al periodo estivo. Per lo scenario RCP8.5, invece, si registrano diminuzioni anche superiori al 30 per cento in corrispondenza del picco estivo e si verifica una profonda alterazione del regime idrologico con un aumento della disponibilità idrica invernale a scapito di quella estiva che, nel nord Italia, potrebbe raggiungere il minimo a fine secolo con valori di circa il 50 per cento minori di quelli attuali.

Se analizziamo i numeri dell'idroelettrico in termini di capacità accumulo, sul territorio italiano ci sono 532 grandi dighe - gli sbarramenti alti più di 15 metri oppure con un volume di invaso superiore a un milione di metri cubi - in grado di intercettare un volume totale di invaso di 13.753 Mm^3. Questo valore, tuttavia, rappresenta il volume teorico di progetto al quale si deve sottrarre circa un 13 per cento, pari a 1.800 Mm^3, per le limitazioni di invaso imposte dalla Direzione Generale Dighe (DGD) del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT). Di questo volume, oltre 1.000 Mm^3 sono relativi a dighe in regime di invaso sperimentale, in quanto ancora in fase di collaudo; quasi 500 Mm^3 si perdono per limitazioni permanenti legate a motivi di sicurezza o per limitazioni temporanee disposte dalla DGD in attesa del completamento di lavori di manutenzione straordinaria. Merita particolare attenzione la perdita di capacità di invaso dovuta alla dismissione (*decommissioning*) di grandi dighe che, sebbene per ora sia ancora modesta e pari a poco più di 36 Mm^3, potrebbe in futuro crescere considerevolmente visto che l'età media delle infrastrutture idroelettriche in Italia è superiore a 65 anni, tra le più alte in Europa. Non a caso negli ultimi decenni sono aumentati esponenzialmente i lavori di manutenzione e ripristino per la messa in sicurezza di queste opere.

Considerando gli impatti dei cambiamenti climatici, le frequenti crisi idriche degli ultimi anni e la necessità di ridurre la dipendenza del nostro Paese dalle importazioni energetiche, gli interventi di dismissione, ma anche quelli di declassamento che comportano comunque perdite di invaso, dovrebbero essere presi in considerazione solo come *extrema ratio*. Esempi sicuramente virtuosi sono quelli relativi alla costruzione della diga di Cantoniera, in Sardegna, il cui invaso ha parzialmente sommerso la diga dismessa di Santa Chiara d'Ula, riuscendo a preservare oltre 100 Mm^3, e alla costruzione della nuova diga di Disueri, in Sicilia, a valle della vecchia diga in pietrame a secco.

Secondo uno studio ITCOLD (ITalian Commission on Large Dams), i problemi di interrimento

degli invasi incidono maggiormente sulla riduzione di capacità totale di accumulo: si stima che negli anni si sia perso il 30 per cento di volume utile, corrispondente a circa 4.000 Mm^3. Ad oggi non esiste una soluzione tecnologica efficace per la gestione dei sedimenti nei bacini che, d'altro canto, richiede studi sito specifici, competenze scientifiche e ingegneristiche del fenomeno, stime dei costi associati ai processi di rimozione, alle perdite di produzione, ai danni provocati dai sedimenti sui macchinari e sulle opere di scarico.

In Italia la situazione si complicò con la Legge Merli del 1976 che, equiparando gli scarichi delle dighe a quelli industriali, di fatto impedì una gestione adeguata dei sedimenti causando un aggravio dell'interrimento nonché, in alcuni casi, problemi di sicurezza legati alla perdita di funzionalità degli scarichi di fondo, con conseguenti limitazioni d'esercizio imposte dalla DGD. Dopo decenni, il Decreto Ministeriale 205 del 2022, che disciplina i criteri per la redazione del progetto di gestione degli invasi, ha introdotto modifiche e semplificazioni importanti per sbloccare la situazione. Tra le principali novità c'è sicuramente l'introduzione del concetto di «capacità utile sostenibile», che consente agli operatori di mantenere o di ripristinare un volume inferiore a quello originario ma concretamente realizzabile. Altro aspetto di rilievo è la richiesta di ripristinare la continuità del trasporto solido attraverso il rilascio dei sedimenti, non più visti in termini negativi, ossia come materiale che può creare danni all'ambiente. Si sostiene anche il riutilizzo dei sedimenti rimossi dai bacini in ottica di circolarità.

Le nuove disposizioni normative rappresentano un passo avanti per la gestione del problema dell'interrimento, ma è altrettanto importante valutare la perdita di capacità di accumulo nel tempo. Con i fondi della Ricerca di Sistema, RSE ha avviato uno studio per effettuare questa stima con il modello CRHyME (*Climatic Rainfall Hydrogeological Modelling Experiment*), che consente di calcolare, fino all'anno 2050, il Grado di Interrimento percentuale (GI%) dei serbatoi in funzione dell'estensione dei bacini idrografici sottesi dagli sbarramenti. Il calcolo del GI% si basa su due ipotesi semplificative: si assume la stazionarietà del fenomeno di erosione, perché al momento è difficile estrapolare una chiara evoluzione del tasso di erosione dovuto ai cambiamenti climatici, e si trascurano eventuali operazioni di pulizia effettuate dagli operatori negli anni. Secondo uno studio ITCOLD il valore critico del GI% per discriminare serbatoi con/senza interrimento è del 5%. Gli invasi che al momento presentano maggiori problemi di interrimento sono quelli localizzati sulla dorsale appenninica a quote inferiori a 1.000 metri. Tuttavia, l'aumento in frequenza degli eventi caratterizzati da piogge intense, unitamente all'innalzamento delle temperature, incrementerà la produzione solida anche sull'arco alpino, che passerà da un regime pluvio-glaciale a uno pluvio-nivale. Il modello CRHyME mette ben in evidenza come gli eventi alluvionali determinino i maggiori incrementi di interrimento.

Il Decreto Ministeriale 205 ha introdotto anche semplificazioni per la gestione dell'interrimento degli sbarramenti utilizzati per la laminazione delle piene. Gli invasi artificiali sono infatti in grado di contribuire alla mitigazione del rischio alluvioni: se si riduce preventivamente il livello di invaso, riescono ad abbattere il picco di portata delle piene evitando o limitando gli allagamenti dei territori a valle. Per attuare piani di laminazione dinamica efficaci nel mitigare il rischio, evitando contestualmente sprechi di risorsa idrica, è tuttavia necessario basare i sistemi di allertamento su previsioni meteorologiche il più possibile affidabili.

Negli anni passati RSE ha sviluppato nella Ricerca di Sistema lo strumento FLOODRISK, che consente la valutazione delle conseguenze generate da eventi di *dam-break* o piene naturali nei territori a valle in termini di mappe dei danni economici e della popolazione a rischio. Lo strumento

Merita particolare attenzione la perdita di capacità di invaso dovuta alla dismissione di grandi dighe che, sebbene per ora modesta, potrebbe in futuro crescere considerevolmente visto che l'età media delle infrastrutture idroelettriche in Italia è superiore a 65 anni, tra le più alte in Europa

è stato reso conforme alle linee guida della Direttiva Alluvioni per la redazione dei Piani di Gestione del Rischio Alluvioni (PGRA) ma, rispetto ai metodi tradizionali comunemente impiegati, ha il vantaggio di avere a disposizione curve di vulnerabilità di letteratura per la valutazione quantitativa dei danni economici causati sul territorio. Analisi costi-benefici consentono poi di quantificare e soprattutto comparare l'efficacia di diverse proposte di interventi di mitigazione, tenendo conto oltretutto dell'intensità dell'evento.

Tutt'oggi c'è ancora molta disinformazione sui servizi di laminazione delle piene forniti dai serbatoi delle dighe, tanto che anche durante i recenti eventi alluvionali che hanno colpito duramente l'Emilia-Romagna sono circolate, su alcuni social e mezzi di comunicazione, false notizie che additavano come responsabile del disastro la diga di Ridracoli. In realtà, durante le piene i concessionari devono gestire le manovre di apertura/chiusura degli organi di scarico secondo regole ben definite, riportate nel *Foglio di condizioni per l'esercizio e la manutenzione* predisposto per ciascuna diga secondo la normativa vigente, e fornire alla DGD del MIT la ricostruzione dell'evento in termini di portate affluenti e defluenti.

Nonostante l'idroelettrico sia in grado di fornire i servizi di rete necessari per sfruttare al meglio le fonti rinnovabili non programmabili e di svolgere azioni di mitigazione per contrastare il cambiamento climatico, le strategie politiche europee prestano ancora poca attenzione alle esigenze di questo settore. Per sensibilizzare i decisori politici sul ruolo dell'idroelettrico nel processo di transizione ecologica è stato promosso dall'ICOLD (International Commission on Large Dams) il progetto HYDROPOWER-EUROPE, finanziato dai fondi del programma Horizon 2020. Il progetto, da poco concluso, ha visto il coinvolgimento di oltre 70 organizzazioni, pubbliche e private, che hanno contribuito alla redazione di due documenti strategici da presentare e promuovere presso l'Unione Europea e i governi dei singoli Paesi: la Strategic Industry Roadmap (SIR) e la Research and Innovation Agenda (RIA).

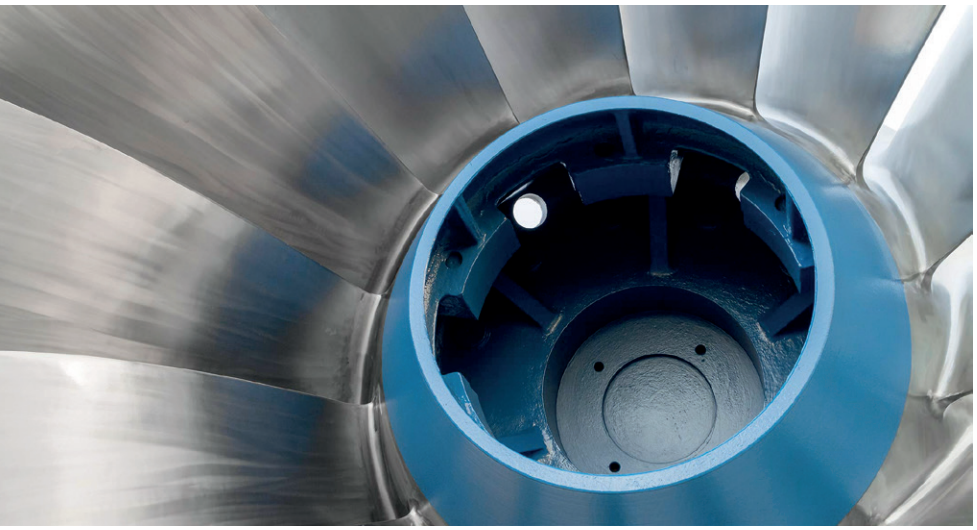
La SIR analizza i principali ostacoli, non tecnologici, che limitano o potrebbero condizionare lo sviluppo del settore, puntando l'attenzione sui punti maggiormente critici: l'accettabilità sociale delle infrastrutture, la mitigazione degli impatti ambientali e le leve necessarie per indurre gli investitori a stanziare nuovamente fondi di un certo rilievo, per esempio per la costruzione di nuovi impianti di pompaggio. La RIA non tratta solo questioni tecnologiche ma affronta anche temi ambientali e socioeconomici, perché le esperienze passate hanno chiaramente mostrato l'importanza di ottenere il consenso pubblico ancor prima di predisporre nuovi progetti e avviare gli iter autorizzativi.

Oltre alla necessità di mantenere in sicurezza ed efficienza il patrimonio infrastrutturale attualmente in esercizio attraverso piani di ricerca, l'innovazione e la digitalizzazione del settore, si sostengono i progetti di innalzamento delle dighe esistenti e la costruzione di nuove dighe ai piedi dei ghiacciai o a valle delle dighe oggetto di *decommissioning*, per evitare perdita di risorsa idrica.

Attualmente sono in fase di avvio i lavori della ETIP HYDROPOWER, che avrà il compito di mettere a terra le proposte del progetto HYDROPOWER-EUROPE e di continuare a sensibilizzare i decisori politici sul ruolo proattivo che può e deve giocare l'idroelettrico nel percorso di decarbonizzazione del continente europeo.

In Italia le strategie politiche si limitano a puntare sul mantenimento della produzione idroelettrica nel prossimo futuro, sebbene nel Piano Nazionale Integrato Clima ed Energia (PNIEC) presentato a giugno 2023 lo scenario nazionale al 2030 preveda che la quota dei consumi complessivi nazionali di energia elettrica coperta da fonti rinnovabili debba crescere fino al 65 per cento (un aumento considerevole, se si tiene presente che nel

Per mantenere in funzione il parco infrastrutturale attuale e agevolare la costruzione di nuovi sistemi di pompaggio, il primo ostacolo da superare è senz'altro il rinnovo delle concessioni idroelettriche, tuttora in fase di stallo. Per attrarre investimenti nel settore sarebbe oltretutto necessario procedere con una semplificazione del *permitting*



2021 tale quota era del 36 per cento). Nel PNIEC si richiedono invece investimenti per nuovi impianti di pompaggio, visti come una risorsa strategica per l'adeguatezza e la sicurezza del sistema.

Ciononostante, per mantenere in funzione il parco infrastrutturale attuale e agevolare la costruzione di nuovi sistemi di pompaggio, il primo ostacolo da superare è senz'altro il rinnovo delle concessioni idroelettriche, tuttora in fase di stallo. Per attrarre investimenti nel settore sarebbe oltretutto necessario procedere con una semplificazione del *permitting* dei progetti per l'adeguamento, il ripristino e la costruzione di nuove opere, compresi gli impianti di pompaggio.

Ai fini della mitigazione del rischio alluvioni sarebbe auspicabile realizzare opere di protezione del territorio - per esempio, nuovi serbatoi, casse di espansione - già delineate dalla Commissione De Marchi nel 1970 dopo le tragiche alluvioni di Firenze e Venezia del 1966. Purtroppo, da allora, l'unica opera di rilievo effettivamente realizzata è stata la diga del Bilancino a protezione di Firenze. Visti gli ingenti danni che ogni anno l'Italia deve affrontare, stanno divenendo sostenibili progetti di interconnessione idrica, almeno a scala regionale o macroregionale, per ridurre gli squilibri spazio-temporali che gli eventi estremi stanno esacerbando. Per concretizzare tutto ciò è fondamentale da un lato avviare tavoli tecnici-istituzionali di confronto e, dall'altro, promuovere azioni di comunicazione e informazione per migliorare l'accettabilità sociale di queste infrastrutture.

I temi da affrontare nei tavoli di confronto sono molteplici; tra i più urgenti si possono elencare: il miglioramento della sostenibilità degli impianti idroelettrici per minimizzare gli impatti sui sistemi fluviali; il coordinamento e l'ottimizzazione degli usi plurimi delle acque degli invasi artificiali; la gestione integrata del nesso acqua-energia per evitare di incentivare tecnologie *water consuming*.

In merito al tema dell'accettabilità sociale, dal 2014 ITCOLD, in collaborazione con RSE, promuove in Italia i workshop *Dighe & Territorio*. Questi eventi hanno il duplice obiettivo: facilitare il dialogo e il confronto costruttivo tra i concessionari e gli stakeholder che operano nelle aree in cui sono ubicate le dighe - ossia due realtà che a volte hanno visioni contrapposte - e informare il cittadino sulle azioni proattive che i concessionari svolgono in aggiunta a quanto previsto dalla legge per promuovere l'economia locale. Il prossimo evento si terrà a Caserta a ottobre 2023.

In conclusione, il settore idroelettrico può sicuramente fornire un contributo alla mitigazione degli impatti causati dalle crisi idriche e climatiche, che sempre più colpiscono il nostro Paese, e sostenere in modo proattivo il percorso verso la neutralità climatica del continente europeo entro il 2050. Per continuare a usufruire di questi servizi, la prima barriera da abbattere con estrema urgenza è il rinnovo di grandi derivazioni idroelettriche, prevedendo durate adeguate ad attrarre investimenti.

Strategic Industry Roadmap